

ПОДПИСКА



2009

II 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: Некоммерческое Партнерство

Издательский Дом «Панорама».

ИНН 7702558751 / КПП 770201001, р/сч. № 40703810038180133849

Банк получателя: Вернадское ОСБ №7970, г. Москва

Сбербанк России ОАО, г. Москва.

БИК 044525225, к/сч. № 30101810400000000225

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 НП ИД «Панорама» 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 с удовольствием ответят по телефону (495) 749-5145.

На правах рекламы

Поступл. в банк плат.		Списано со сч. плат.		XXXXXXX	
ПЛАТЕЖНОЕ ПОРУЧЕНИЕ №			Дата	электронно Вид платежа	
Сумма прописью	ИНН	КПП	Сумма		
Плательщик			Сч. №		
Банк плательщика			БИК	044525225	
Сбербанк России ОАО, г. Москва			Сч. №	30101810400000000225	
Банк получателя			Сч. №	40703810038180133849	
ИНН 7702558751 КПП 770201001					
Некоммерческое партнерство Издательский Дом «Панорама» Вернадское ОСБ №7970, г. Москва			Вид оп.	01	Срок плат.
Получатель			Наз. пл.		Очер. плат. 6
			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» №8

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

15

«Основной принцип – бесперебойность энергоснабжения».
Интервью с главным энергетиком завода «ГРУНДФОС.
Истра»

15

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

17

Целесообразность проведения энергоаудита
в условиях кризиса

17

Уменьшение спроса на продукцию промышленности соответственно ведет и к уменьшению потребления энергоресурсов, что, с одной стороны, на период кризиса снижает энергетическую напряженность во многих регионах, а с другой – повышает удельные расходы энергоносителей на выработку продукции и самих энергоносителей, т.е. снижается энергетическая эффективность.

ОБЗОР РЫНКА

20

Обзор современного портативного
электроизмерительного оборудования

20

Большое количество проблем, связанных с качеством электрического тока, могут быть решены непосредственно на месте. Это позволяет существенно снизить эксплуатационные расходы предприятий. Но для того, чтобы правильно оснастить предприятие приборами, необходимо быть в курсе тенденций и новинок рынка контрольно-измерительного оборудования.

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

23

Управление и контроль силовых трансформаторов

23

Эксплуатация и сервис электропривода
на производстве

27

Современные технологии компенсации реактивной
мощности

33

Для рационального использования электроэнергии требуется обеспечить экономичные способы ее генерации, передачи и распределения с минимальными потерями. Для этого необходимо исключить из электрических сетей все факторы, приводящие к возникновению потерь. Одним из них является запаздывание фазы протекающего тока от напряжения при наличии индуктивной нагрузки, поскольку нагрузки в промышленных и бытовых электросетях носят обычно активно-индуктивный характер.

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

36

Технологии сбора данных с приборов учета тепла

36

После монтажа теплосчетчика необходимо обеспечить возможность оперативного и регулярного снятия показаний с него. В тех случаях, когда собирать данные нужно с 10–15 приборов учета, затруднений обычно не возникает. Но уже сейчас большинство специалистов стал-

квиваются с увеличением количества обслуживаемых приборов, что требует организации автоматического сбора показаний. К тому же система диспетчеризации становится большим подспорьем в мониторинге сетей теплоснабжения.

Скоростные винтовые теплообменники: совершенство конструкции и эффективность применения	39
ВОДОПОДГОТОВКА И КАНАЛИЗАЦИЯ	43
Обслуживание и мониторинг канализационных насосов	43
ХОЛОДИЛЬНАЯ ТЕХНИКА	46
Опыт и перспективы использования абсорбционных бромистолитиевых холодильных машин и тепловых насосов	46
ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ	52
Сравнение различных методов мониторинга трансформаторов	52
ВЫСТАВКИ	56
Итоги Всероссийской конференции «Реконструкция энергетики – 2009»	56
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	59
Предложения по совершенствованию системы организационно-технического сопровождения работ в сфере реального энергосбережения	59
ОБМЕН ОПЫТОМ	63
Опыт в проектировании, строительстве и пуско-наладке мини-ТЭЦ	63
НАУЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ	66
Повышение эффективности работы паровых котельных при использовании когенерационных установок с винтовым двигателем	66
ОХРАНА ТРУДА	71
Что включает в себя оперативный контроль за состоянием охраны труда и техники безопасности на производстве?	71
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	73
Постановление Правительства Российской Федерации от 14 февраля 2009 г. № 120 «О внесении изменений в основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации»	73
Правила предоставления статей для публикаций в научно-практическом журнале «Главный энергетик»	76

CONTENT №8 2009

NEWS IN POWER-ENGINEERING	6
FROM THE FIRST PERSON	15
«The main principle is uninterruptible power supply» An Interview with the chief power engineer of GRUNDFOS ISTR A factory	15
PROBLEMS AND SOLUTIONS	17
Practicability of energy audit execution under conditions of economic crisis	17
<i>Decrease of demand on industrial production leads correspondingly to lower energy resources consumption which on the one hand reduces energetic tension in many regions and on the other hand increases unit rate of energy carriers for production performance and energy carriers themselves i. e. energy efficiency decreases.</i>	
MARKET OVERVIEW	20
Overview of modern portable electric measuring equipment	20
<i>A great number of problems connected with the quality of current can be solved on site. This allows to reduce significantly enterprises' operation costs. But for the appropriate equipping of the enterprise with the instruments it is necessary to be aware of tendencies and innovations at control and measuring equipment market.</i>	
ELECTRICAL FACILITIES	23
Power transformers 'control and monitoring	23
Exploitation and service of electric drive at the manufacture	27
Modern technologies of reactive power compensation	33
<i>For the rational use of energy it is required to provide cost-effective ways of its generation, transfer and distribution with minimal losses. Do this requires excluding from electrical nets all factors which lead to losses. One of such factors is phase delay of passing current from voltage by inductive load as far as loads in industrial and residential electrical networks have usually active inductive character.</i>	
HEAT SUPPLY	36
Technologies of data collection from heat recording devices	36
<i>After heat meter assembling it is necessary to provide the possibility of prompt and regular read out. When it is required to collect data from 10-15 devices usually there are no difficulties. Even now the majority of specialists face increasing number of serviced devices which requires an organization of automatic readout. In addition dispatch system becomes a great support in monitoring of heat supply network. Further we will talk about the choice of optimal technology of data collection and transmission.</i>	
Speed screw heat exchanger: perfection of construction and effectiveness of application	39
WATER TREATMENT AND CANALIZATION	43
Maintenance and monitoring of sewage pumps	43
REFRIGERATING APPLIANCES	46
Experience and perspectives of using absorbing lithium bromide refrigerating machine and heat pumps	46

GLAVNYY ENERGETIK (THE CHIEF POWER ENGINEER)

DIAGNOSTICS AND TESTING	52
Comparing of various methods of monitoring of transformers	52
EXHIBITIONS	56
Results of the All-Russia conference «Power reconstruction – 2009»	56
ENERGY SAVING	59
Suggestions on improvement of organization and technical works tracking system in the field of existent energy saving	59
SHARING EXPERIENCES	63
Experience in designing, building and commissioning of Co-generation plant	63
SCIENTIFIC RESEARCHES	66
Upgrading of operational efficiency of steam boiler plant when using cogeneration plant with propeller engine	66
LABOR PROTECTION	71
What includes operative supervision on the state of labor protection and operational safety at the place of production?	71
REGULATORY DOCUMENTS	73
Russian Federation Government Regulation from February 14, 2009 № 120, «Concerning alterations to principles of pricing in regard to electrical and heat energy in Russian Federation»	73
Rules of submission of the articles for publication in research-to-practice magazine «Glavnyy Energetik»	76

РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ ГОТОВЫ «ДАТЬ БОЙ» GENERAL ELECTRIC

Ведущие российские производители энергетического оборудования объединятся для создания техники международного уровня. Соглашение о сотрудничестве подписали ярославское ОАО «НПО «Сатурн», новосибирское ОАО «НПО «ЭЛСИБ», московское ОАО «ЭМАльянс» и свердловское ЗАО «Уральский турбинный завод» (УТЗ). Компании займутся разработкой под ключ установок на базе газопаровых турбин для энергетических предприятий.

Такой союз выгоден в первую очередь заказчикам оборудования. «Традиционно комплектующие для энергоустановок производились на разных предприятиях, и, чтобы провести конкурсы по всей номенклатуре, тратилось много времени и средств. Новое некоммерческое партнерство позволит упростить эту процедуру, частично отказаться от иностранных поставок и тем самым обеспечить энергобезопасность страны», – сообщила «Уралинформбюро» исполняющая обязанности директора по маркетингу УТЗ Е. Никитина.

С инициативой создания подобного кластера несколько лет выступают крупнейшие энергетические компании и Министерство промышленности и торговли России. Отечественным предприятиям пока удается обеспечивать внутренний рынок паровыми турбинами, однако газовые турбины в основном поставляют из-за рубежа. Экспансию на российский рынок активно ведут отраслевые предприятия Siemens и General Electric, занимающие 50% мирового рынка турбинного оборудования.

В ближайшей перспективе российские компании рассчитывают покрыть потребности отечественных энергетиков в оборудовании.

Первый проект будет предложен для Новогорьковской ТЭЦ (входит в КЭС-холдинг), где планируется смонтировать парогазовую установку мощностью 325 МВт. При реализации совместных проектов будут использоваться газотурбинные двигатели производства НПО «Сатурн», котельное оборудование «ЭМАльянс», паровые турбины УТЗ и турбогенераторы НПО «ЭЛСИБ».

В дальнейшем планируется предложить комплексные поставки так называемого силового острова энергетического оборудования (газотурбинные, паротурбинные и паросиловые установки) иностранным заказчикам. На сегодня партнерами только Уральского турбинного завода являются японская Mitsubishi Heavy Industries (MHI), швейцарская Sulzer Turbo Service, а также компании из Казахстана, Белоруссии, Украины, Китая, Египта, Польши и Италии.

Уралинформбюро

GRUNDFOS РАЗРАБОТАЛ НОВЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ РАСХОДОВ

Компания GRUNDFOS, ведущий мировой производитель насосного оборудования, первой в России предлагает новую услугу – аудит насосных систем (АНС). Подобная проверка поможет оптимизировать и сократить затраты предприятий на электроэнергию.

«Не секрет, что почти 20% мирового потребления электроэнергии приходится на насосное оборудование, – говорит Алексей Рябов, ведущий инженер службы сервиса компании GRUNDFOS. – Однако от 40% до 60% электроэнергии, потребляемой насосами, может быть сохранено! Главное – вовремя выявить и устранить существующие недостатки. Именно для этого и необходим аудит насосных систем».

АНС, проводимый специалистами компании GRUNDFOS, включает в себя:

- ♦ анализ режимов работы насосных систем и потребления электроэнергии;

- ♦ проведение, в случае необходимости, измерений на объекте с помощью специального оборудования. Полученные данные накапливаются для последующего анализа и подготовки рекомендаций;

- ♦ оценку экономической целесообразности замены насосов на более энергоэффективные;

- ♦ оптимизацию капиталовложений в модернизацию и расчет точного срока возврата инвестиций.

Главный инструмент аудита – программно-аппаратный Мобильный измерительный комплекс (МИК) – разработан специалистами компании GRUNDFOS. Он состоит из ваттметра, ультразвукового расходомера, регистратора показаний, цифровых и аналоговых датчиков, а также специального программного обеспечения. Полученные с помощью МИКа данные демонстрируют реальное энергопотребление обследуемых насосных систем и способы его оптимизации.

«Мобильными измерительными комплексами обеспечены все региональные представительства нашей компании. Так что мы можем провести аудит в любом регионе России и Белоруссии», – сообщил Алексей Рябов.

Специалисты GRUNDFOS уже обследовали 63 объекта, в основном водоканалы и предприятия ЖКХ в Подольске, Ярославле, Екатеринбурге, Владивостоке, в других городах и на Сахалине. Результаты проведенных обследований показали, что замена старого насосного оборудования на новое, более энергоэффективное, позволяет существенно сократить расходы на электроэнергию.

Пресс-служба
ООО «ГРУНДФОС»

«СУДНЫЙ ДЕНЬ» ДЛЯ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ НАСОСОВ НАСТУПИТ В 2013 ГОДУ

Согласно принятому в Европейском союзе постановлению, к 2013 году все используемые циркуляционные насосы по шкале энергоэффективности должны соответствовать классу «А» – наивысшему классу энергосбережения.

Данные агрегаты – неотъемлемый элемент эффективной системы отопления: их применение улучшает ее теплоотдачу и повышает КПД. Однако недостатком многих подобных устройств является чрезмерная энергетическая «прожорливость» – на сегодняшний день на рынке преобладают модели класса «D». В результате в частных домах до 30% всех расходов на обогрев связано с насосами.

«Компания GRUNDFOS хорошо подготовлена и уже сейчас снабжает европейских и российских потребителей циркуляционными насосами класса «А». В Германии в 2008–2009 гг. наблюдался и наблюдается бум на насосы последнего поколения – Alpha 2. Считаю, что постановление ЕС в конечном итоге положительно отразится на бюджете владельцев частных домов, т.к. снижение энергопотребления может в некоторых случаях достигать 80%, – говорит Сергей Кельп, руководитель по развитию бизнеса российского подразделения компании GRUNDFOS, мирового лидера в производстве насосного оборудования.

Экономичные циркуляционные насосы нужны не только в частных домохозяйствах, но и в многоэтажных зданиях. Такое оборудование увеличивает гидравлические параметры системы, выравнивая циркуляцию теплоносителя во всем доме. Принятое в Европе постановление, скорее всего, повлечет

за собой серьезные изменения на насосном рынке континента. «Выпускать продукцию, соответствующую классу энергоэффективности «А», смогут в основном только крупные производители, – считает Сергей Кельп. – Связано это с несколькими причинами: выбор принципиально нового подхода к конструированию циркуляционных насосов, высокие затраты на исследования и разработки в области энергопотребления и энергоэффективности, применение новых материалов в производстве».

Директива ЕС ставит финальную точку в вопросе «быть или не быть неэффективным циркуляционным насосам». Производителям подобной техники задан четкий курс, на который они должны ориентироваться, чтобы остаться на рынке. Тем временем европейским, как и отечественным потребителям, отнюдь не стоит ждать 2013 года: производить модернизацию можно и сейчас, получая весомые преимущества в настоящем, а не дожидаясь «светлого будущего».

**Пресс-служба
ООО «ГРУНДФОС»**

АНТИКОРРУПЦИОННОЕ САМООЧИЩЕНИЕ. В РОСТЕХНАДЗОРЕ УВОЛЬНЯЮТ 70% РУКОВОДИТЕЛЕЙ

Ростехнадзор проводит беспрецедентные сокращения среди руководящего аппарата как в Москве, так и в регионах. Уже уволены или будут уволены до конца года в связи с подозрениями в коррупции более двух третей руководителей подразделений службы. Об этом сообщил в пятницу глава ведомства Николай Кутын. Впрочем, эксперты говорят, что уволенные без дела не останутся – коррупция в России носит межведомственный характер.

Борьба с коррупцией перешла от слов к делу, зачинщиком акции стал Ростехнадзор. «В центральном аппарате сейчас осталось только двое руководителей, которые работали до сентября 2008 года, остальные уволились», – рассказал г-н Кутын. «Десять руководителей центрального аппарата по моей просьбе, не дожидаясь, когда за ними придут, написали заявление», – отметил он. Также 70% руководителей территориальных органов уже ушли или скоро уйдут по собственному желанию или в связи с тем, что находятся под подпиской о невыезде или под арестом. Николаю Кутыну надеется, что к концу года не останется ни одного служащего, к чьей деятельности были бы вопросы.

Проблемы по работе территориальных органов Ростехнадзора существуют почти во всех регионах, особенно это ощутимо в Тюмени, Ханты-Мансийском автономном округе, Москве, Санкт-Петербурге. Не вызывают существенных вопросов с точки зрения злоупотребления своим положением и коррупцией только «атомные» округа, которые занимаются надзором в сфере использования ядерной энергии.

В рамках борьбы с коррупцией внутри ведомства происходит сокращение территориальных управлений – с 84 до 38, что означает и резкое сокращение количества начальников, рассказали «РБК daily» в пресс-службе Рос-технадзора. Сокращения не коснутся инспекторского состава, под них попадут должностные лица, принимающие решения. Параллельно с этим Ростехнадзор проводит анализ коррумпированности законодательства и пытается выявить цепочки, которые могли бы привести к созданию коррупционных механизмов. «К сожалению, наши инспекторы, расширенно трактуя свои полномочия, где только ни появляются, – признался глава ведомства. – Мы выявили основ-

ные схемы и надеемся большинство их в 2009 году искоренить».

По словам бизнесменов, квалифицировать злоупотребление ведомства с точки зрения Уголовного кодекса не всегда возможно. «Для того чтобы получить нужную подпись в Ростехнадзоре предприниматели должны провести целый ряд вполне легальных экспертиз на вполне легальных фирмах, принадлежащих либо самим руководителям, либо их родственникам», – объяснил вице-президент «ОПОРА России» (общественная организация малого и среднего предпринимательства) Владислав Корочкин. «Это специфический бизнес, который сплошь и рядом выстроен в системе подтверждения соответствия. И можно только приветствовать, что Ростехнадзор одним из первых системно подошел к этой проблеме, чтобы снизить издержки предприятий», – говорит г-н Корочкин.

«Хочется верить, что это следствие антикоррупционной политики Президента России, – сказал «РБК daily» председатель Национального антикоррупционного комитета Кирилл Кабанов. – Но меня немного смущает, что не называются фамилии сотрудников и не идет речь о возбуждении уголовных дел». И нет гарантии, что те, кто придут на места уволенных, будут сугубо порядочными людьми, отметил эксперт.

Кроме того, г-н Кабанов сомневается, что жизнь уволенных коррупционеров сильно осложнится. «Коррупция в России носит межведомственный характер, и они в ходе своей «деятельности» явно обзавелись единомышленниками в других чиновничьих структурах. Если же поделники их не пристроят, тогда, возможно, откроют частные конторки, например связанные с лицензированием», – сказал К. Кабанов.

Rbcdaily

НОВЫЙ ВИТОК РАЗВИТИЯ КРУ

Несмотря на сложную экономи-

ческую ситуацию, сложившуюся на рынке, ПО «Элтехника» по-прежнему уделяет большое внимание новым разработкам. Начало 2009 года ознаменовалось появлением сразу двух новых продуктов в линейке оборудования среднего напряжения — моноблоков КРУ «Волга» и КРУ «Онега-М».

КРУ 6(10) кВ «Волга»

Номинальный ток сборных шин – до 3150 А.

В конструкции КРУ «Волга» использован модульный принцип формирования, где каждый модуль имеет свой отдельный корпус. Такой подход дает возможность изготовить усиленный корпус, выдерживающий большие механические нагрузки, а также повысить технологичность сборочно-монтажных работ за счет параллельного запуска модулей, которые имеют высокую степень унификации.

Малые габариты по фасаду, в сравнении с КРУ других производителей, позволяют на той же площади разместить большее количество ячеек.

Надежность и эксплуатационную безопасность оборудования обеспечивают механические блокировки, предотвращающие неправильные действия оперативно-персонала.

Моноблок 6(10) кВ «Онега-М»

Номинальный ток сборных шин – до 1000 А.

В конструкции моноблока, также применен модульный принцип формирования, который повышает ремонтпригодность оборудования, так как при выходе из строя подлечит замене конкретный аварийный коммутационный аппарат. При этом работоспособность оставшейся части моноблока сохраняется.

При построении РУВН возможно конфигурирование различных вариантов схемных решений.

Применение необслуживаемых элегазовых коммутационных аппаратов снижает расходы на эксплуатацию моноблока. Релейная защита в моноблоке «Онега-М» работает без оперативного тока.

Многоуровневая система безопасности шире, чем в моноблоках других производителей. Возможен как верхний, так и нижний кабельный ввод от силового трансформатора.

Новые разработки ОАО «ПО Элтехника» были представлены на выставке «Энергетика и электротехника 2009», которая прошла на территории выставочного комплекса «Ленэкспо» в Петербурге с 19 по 22 мая этого года.

ПО «Элтехника»

ЭНЕРГЕТИКИ ПРОВЕРЯТ ТРУБОПРОВОДЫ С ПОМОЩЬЮ АКУСТИКИ (РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН)

Энергетики проверяют магистральные трубопроводы с помощью акустики. Уже два филиала Башкирских тепловых распределительных сетей «БашРТС-Уфа» и «БашРТС-Стерлитамак» успешно применяют «Методические рекомендации по техническому диагностированию трубопроводов тепловых сетей с использованием акустического метода» на практике, сообщили в пресс-службе ОАО «Башкирэнерго».

Суть метода заключается в том, что дефектные участки трубопроводов «шумят» при прохождении сетевой воды несколько иначе, чем «здоровые». Разницу в этих акустических колебаниях и улавливает оборудование, позволяя находить аварийно-опасные участки трубопроводов в штатном режиме, без вскрытия. Работы по вскрытию теплосетей стоят дорого, и такой диагностический метод позволяет сэкономить значительные средства при планировании и проведении ремонтных работ.

Одним из положительных примеров использования результатов диагностики методом акустической эмиссии может послужить корректировка планов капремонта 2006–2007 гг. в филиале

«Баш-РТС-Уфа». После проведения диагностики в план ремонта пришлось внести изменения: выявленные не внесенные в график ремонтных работ проблемные участки были отремонтированы.

В перспективе специалисты ООО «БашРТС» с помощью нового метода планируют провести мониторинг всех тепловых сетей. В конечном итоге это позволит перейти от обслуживания тепловых сетей «по регламенту» к обслуживанию «по состоянию» и снизить ремонтные затраты.

Башинформ

В РОССИИ РАЗРАБОТАНА УНИКАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА ПЕНОСТЕКЛА (НОВОСИБИРСК)

Теплоизолятор, который считается самым перспективным, обещает стать еще и самым дешевым – в Новосибирске на подходе первая в мире низкотемпературная технология производства пеностекла.

В Новосибирском государственном архитектурно-строительном университете только что завершена теоретическая часть новой разработки, которая описывает необычную – низкотемпературную – технологию производства пеностекла.

Изобретенное еще в 1930-х гг. пеностекло на сегодня признается специалистами всего мира самым лучшим видом теплоизоляции. Но популярность этого материала оставляет желать лучшего – уж больно дорогой. Дело в том, что при производстве пеностекла требуется температура около 1000 градусов, что резко повышает его себестоимость.

Новосибирские ученые нашли метод изготовления пеностекла при температуре порядка 350°C,

что должно почти вдвое удешевить его производство. А в качестве исходного сырья ученые-строители присмотрели золу и шлак, которые миллионами тонн скапливаются в каждом большом городе России от работы ТЭЦ.

По словам ректора «Сибстрина» (НГАСУ) С. Линовского, новая технология как раз и создается в рамках долгосрочной научной программы по использованию отходов. В настоящее время проект низкотемпературного пеностекла входит в этап физических экспериментов, цикл которых планируется завершить к осени 2009 г.

Восток-Медиа

В ОАО «МОСЭНЕРГОСБЫТ» СОСТОЯЛОСЬ ОТКРЫТИЕ ЦЕНТРА ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

29 апреля в центральном офисе ОАО «Мосэнергосбыт» состоялось официальное открытие Центра по энергосбережению. Любой потребитель электроэнергии в Москве и Московской области, как юридическое, так и физическое лицо, может познакомиться в нем с современными энергосберегающими технологиями, получить практические советы по энергосбережению. Центр по энергосбережению создан в рамках городской целевой программы «Энергосбережение в Москве на 2009–2011 гг. и на перспективу до 2020 г.», принятой постановлением правительства Москвы 28 октября 2008 г.

Основными задачами центра являются: популяризация энергосбережения среди различных групп потребителей электроэнергии, снижение электропотребления в часы максимума нагрузки, практическая работа с предприятиями по внедрению технологий энергосбережения, а также проведение практических занятий для учащихся школ. По предварительным оцен-

кам сотрудников центра, пропаганда энергосбережения позволит достичь экономии до 5% от всего энергопотребления в столичном регионе.

Finam.Ru

КРАСМАШ ОСВОИЛ ВЫПУСК НОВОГО ЖИДКОГО ТОПЛИВА ДЛЯ НУЖД ЖКХ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

ОАО «Красноярский машиностроительный завод» объявило об успешном завершении испытаний опытного образца линии прямоочной газификации угля. Как сообщили в пресс-службе компании, новое производство позволит выпускать искусственное композиционное жидкое топливо, которое будет востребовано малыми котельными региона.

По словам специалистов, данный вид топлива имеет повышенную реакционную способность по сравнению с топливом, получаемым по традиционной технологии. Поэтому он является оптимальным для использования в газомазутных котлах на объектах малой теплоэнергетики. Кроме того, он в шесть раз дешевле традиционного мазута.

Как сообщалось ранее, на базе Красмаша уже создано опытное производство котельных. Сейчас на заводе освоен полный цикл производства энергоэффективных водогрейных котлов и блочно-модульных котельных легкосборного исполнения.

«Сегодня мы занимаемся не только внедрением новых технологий в ЖКХ, но и ищем рынки сбыта для наших машиностроительных предприятий. В дальнейшем новые технологии будут тиражироваться на всей территории Красноярского края», – отметил председатель регионального правительства Э. Акбулатов.

ФедералПресс

МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА – БОЛЬШАЯ ПРОБЛЕМА ИЛИ БОЛЬШОЕ ПОДСПОРЬЕ?

Проводя реформу большой энергетики, власти забыли позаботиться о малой. Разговор о необходимости наконец-то заняться развитием последней шел на заседании Комитета Госдумы РФ по энергетике. В настоящее время законодательно даже не закреплено само понятие «малая энергетика», сетуют чиновники. Лишь условно к этой категории принято относить генерации общей установленной мощностью до 25 МВт. Между тем, по данным комитета, в РФ в настоящее время действуют до 50 тыс. различных электростанций средней единичной мощностью 340 кВт и суммарной мощностью 17 тыс. МВт (8% от общей установленной в России мощности), вырабатывающих до 50 млрд кВт ч. «Малая энергетика – это не что-то новое, что надо внедрять и создавать с нуля, – говорит председатель комитета Ю. Липатов. – Это энергетика коммунальная, она должна входить в общую систему энергетики страны и регулироваться в едином законодательном поле с «большой» энергетикой».

Структура российской электроэнергетики и производства тепла, по мнению комитета, плохо приспособлена к расширению участия в них малых энергетических установок, работающих на основе как традиционных видов топлива, так и возобновляемых источников энергии (гидро-, солнечная, ветровая энергия и т.п.). Законодательная поддержка малой генерации отсутствует. Единственным исключением являются некоторые положения ФЗ 35 «Об электроэнергетике», касающиеся генераций, работающих на возобновляемых источниках. И то, по мнению директора «Энерджи-Инвест» А. Копылова, эти положения сформулированы законодателями недо-

статочно ясно. «В итоге закон и правила рынка, которые сегодня действуют, фактически не позволяют работать малой генерации», – считает он. В частности, существуют проблемы с продажей электроэнергии на розничном рынке. «Как только вы пытаетесь продать либо всю, либо избыточную для вас электроэнергию, вы сталкиваетесь с дискриминацией, – говорит г-н Копылов. – До тех пор пока не будет решена эта проблема, возмалой энергетике останется там, где сейчас находится».

Малая энергетика позволяет решить задачу электро- и теплоснабжения удаленных и энергодефицитных районов страны, а также создает дополнительную мощность на случай пиковых нагрузок или экстремальных случаев и резервные источники энергоснабжения для социально значимых и стратегически важных объектов (медицинских, военных и производственных комплексов). В результате повышается надежность всей энергетической системы государства. «Создание распределенной сети генерирующих источников малой энергетики, расположенных непосредственно в месте потребления, способствует существенному повышению качества и надежности энергоснабжения, снижению электрических потерь в существующих сетях», – говорит исполнительный директор НП «Всероссийский технологический научно-исследовательский институт» А. Ливинский. Развитие малой энергетике, по словам председателя подкомитета Госдумы РФ по малой энергетике Г. Леонтьева, также позволяет диверсифицировать топливно-энергетический баланс страны за счет увеличения использования местных видов топлива. Более того, опыт развитых стран показывает, что строительство ТЭЦ малой мощности взамен крупных энергоблоков позволяет уменьшить суммарные затраты на модернизацию энергетики до 30%.

Однако экономическая эффективность российских малых генераций значительно ниже, чем в западных странах, замечает директор Всероссийского теплотехнического института Г. Ольховский. «Стоимость наших газотурбинных электростанций с агрегатами мощностью 4–8 – 12–25 МВт в 1,5–2 раза больше, чем за границей», – говорит он. Причинами такого положения дел, по его словам, в частности, являются отсутствие реальной конкуренции, произвольное ценообразование на рынке, а также устаревшие стандарты. В свою очередь г-н Ливинский отмечает, что по идее срок окупаемости инвестиций при использовании газотурбинных установок должен быть в 3–5 раз ниже, чем в большой энергетике, а себестоимость электроэнергии – в 1,5–2 раза ниже.

Заместитель министра энергетики РФ В. Синюгин полагает, что к развитию малой энергетике нужно подходить избирательно. «Если в изолированных территориях это зачастую единственный и наиболее эффективный способ развития энергоснабжения, то в ряде случаев мы имеем обратные сигналы, – предупреждает он. – Особенно в крупных городах, – там несинхронизированное развитие малой энергетике снижает эффективность, в частности, крупных ТЭЦ». Поэтому готовить отдельную государственную программу по развитию малой энергетике, как это предлагает Комитет по энергетике Госдумы, по мнению г-на Синюгина, нецелесообразно. Вопросы развития малой энергетике, по его словам, будут отражены в готовящемся сейчас проекте Энергетической стратегии России до 2030 г. Также чиновник пообещал поддержать усилия комитета по доработке пакета нормативных актов, касающихся поддержки функционирования малой энергетике на основе возобновляемых источников энергии.

РБК daily

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА НКАЗе УЖЕ ПРИНОСЯТ ОЩУТИ- МЫЙ ЭФФЕКТ

В феврале ОК «РУСАЛ», крупнейший в мире производитель алюминия и глинозема, объявила о программе сокращения издержек. На Новокузнецком алюминиевом заводе, входящем в состав РУСАЛа, энергосберегающие мероприятия в ряду антикризисных мер стоят далеко не на последнем месте. Предпринимаемые усилия по сокращению потребления тепла и электроэнергии уже привели к конкретным результатам.

В начале года на Новокузнецком алюминиевом заводе активно занялись снижением расхода тепло- и электроэнергии. Основными мероприятиями стали отключение трансформаторов, работающих на холостом ходу, снижение расхода сжатого воздуха в корпусах электролиза. В литейном производстве сократили потребление мощности на энергоёмком оборудовании, временно не задействованном в производстве готовой продукции. Все вышеперечисленное не потребовало финансовых затрат – только более рациональной организации технологических процессов. Например, снижение расхода сжатого воздуха произошло за счет более четкого, чем прежде, регламентирования времени продувки газоходов от электролизеров.

Одновременно с вышеперечисленными масштабными мероприятиями идет учет расхода электроэнергии на каждом рабочем месте. «Мы говорим, что каждый киловатт рубль бережет, – комментирует главный энергетик НКАЗа Юрий Караев. – Все сотрудники завода получили памятки по рациональному расходованию электроэнергии на своих рабочих местах. Это касается отключения неиспользуемых электроприборов

и оборудования, в частности компьютеров, при уходе с рабочего места».

Результативность принимаемых мер уже можно проследить в конкретных цифрах. Так, сократив расход теплоэнергии, завод сэкономил 381 000 рублей в январе и 763 000 рублей в феврале. В целом за 2009 год только за счет уже принятых мер Новокузнецкий алюминиевый завод планирует сэкономить как минимум 12 млн рублей.

Справка:

Новокузнецкий алюминиевый завод (НКАЗ) построен в 1943 году. Входит в состав ОК «РУСАЛ». Производственная мощность составляет 318 тыс. тонн алюминия в год. Система управления качеством на заводе сертифицирована в соответствии с международным стандартом ISO 9001. В настоящее время пройден предсертификационный аудит системы экологического менеджмента на соответствие международному стандарту ISO 14001.

РУСАЛ

В ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ РЕШИЛИ ПЕРЕЙТИ НА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЗАНЯТЬСЯ ПРОИЗВОД- СТВОМ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ

В области озаботились развитием энергосберегающих технологий, составной частью которых является использование возобновляемых источников энергии (солнца, ветра, воды, биомассы). В регионе решили сделать ставку на солнечную энергию, а точнее, на производство солнечных батарей и основной их составляющей – особо чистого кремния. Для этого, по мнению чиновников, в регионе есть все условия – кадры, площади, технологическая база и, самое

главное, большие залежи кремния. Так, по официальным подсчетам, в области сосредоточено 350 млн т кремниевого сырья, например в виде кварцевого песка. А так как на получение кремния в производстве солнечной энергии приходится более 75% всех затрат, то его обилие сделает производство солнечных батарей в области, по мнению чиновников, очень выгодным. В целом в регионе предполагается организовать целый вид новой промышленности, где будут работать предприятия по разработке кремния, его превращения в монокремний и завод по производству солнечных батарей. Наладить эту работу должен Кыштымский горно-обогатительный комбинат, который собирается приступить к производству поликремния – еще более дешевого сырья, чем монокремний, используемого в получении солнечных батарей. Комбинат собирается производить до 120 тыс. т поликремния в год.

Однако, несмотря на грандиозные замыслы, остается непонятным, каким образом будет использоваться полученный кремний и батареи. Так, поликремний собираются пустить на экспорт в западные страны, где активно развивают солнечную энергетику. Но будет ли востребован кремний и солнечные батареи в самой России, пока неизвестно. Отметим, что энергия, полученная с помощью солнечной батареи, – очень дорогая и в несколько раз дороже энергии, получаемой традиционным способом, – с помощью нефти и газа. Будут ли россияне и российская экономика вообще при такой дороговизне использовать этот источник энергии при наличии небольшого количества солнечных дней в году и огромных запасов ископаемого топлива, еще вопрос. На который, кстати, не могут ответить и специалисты.

РИА «Новый Регион»

ЭНЕРГЕТИКИ НЕ СДАЮТСЯ

В Москве в «Экспоцентре» на Красной Пресне прошла конференция Russia power 2009. В работе конференции приняли участие министр энергетики РФ С. Шматко, директор по энергетике ЕБРР С. Тазин, исполнительный директор Газпромбанка В. Скрибот, энергетические компании, производители основного и вспомогательного оборудования, инжиниринговые компании: «Силовые машины», «Инженерный центр ЕЭС», «Мосэнерго», E.ON Russia Power, холдинговая компания «МРСК» и другие.

По словам выступившего на конференции генерального директора «Инженерного центра ЕЭС» С. Сеу, объем рынка инжиниринга в России до 2016 г. в условиях финансового кризиса по оптимистическому сценарию может сократиться на 64% по отношению к базовому варианту, рассчитанному с 2009 до 2016 гг., и составить 175,5 млрд руб. Он также отметил, что по пессимистическому сценарию падение инвестиций может составить 76% по отношению к базовому варианту – до 117 млрд руб.

Объем рынка инжиниринга в базовом варианте генеральной схемы размещения энергообъектов до 2016 г. составляет 489,27 млрд руб., из них 37,64 млрд руб. предусмотрено на проектирование по объектам строительства ТЭЦ под ключ, 22,58 млрд руб. – на пусконаладочные работы и 376,36 млрд руб. – на поставку оборудования. Напомним, что согласно плану, принятому до кризиса, в РФ предполагалось построить порядка 127,9 ГВт новых мощностей ТЭЦ в период 2006–2020 гг., из них около 40 ГВт – в период 2006–2016 гг.

При этом в числе основных негативных факторов, влияющих на сокращение инвестпрограмм и объемов производства, г-н Сеу

назвал общий спад производства в России на 14,3%, а также снижение энергопотребления в I квартале на 6,6%. И до конца года прогнозы по данным показателям пессимистические. Поэтому, считает эксперт, назрела необходимость принять на государственном уровне комплексную программу по поддержке инжиниринговых и машиностроительных компаний, работающих на рынке электроэнергетики.

«Сегодня энергетические компании фактически начали пересмотр своих инвестиционных программ, не дожидаясь официального решения Минэнерго и Правительства РФ, которые неоднократно заявляли о неизменности инвестиционных программ в энергетике и недопущении переносов сроков строительства», – считает аналитик ИК «Совлинк» Е. Трипотень.

В последнее время энергетические компании неоднократно заявляли, что в условиях кризиса и дефицита финансирования они вынуждены сокращать свою инвестиционную программу. Так, «РусГидро» недавно сообщила о намерении сократить стоимость услуг и оборудования. Компания направила в Загорскую ГАЭС-2, в «Силовые машины», в «Русэлпром-Инжиниринг» письма, в которых просит подрядчиков сократить стоимость оборудования «в связи с оптимизацией затрат». Аналогичная ситуация происходит с работами на Богучанской ГЭС.

Одними из первых о пересмотре инвестиционных программ заявили энергетические компании «Газпрома». Основываясь на информации из инвестиционного меморандума холдинга, утвержденного советом директоров в апреле этого года, расходы на капитальное строительство его дочерних энергетических компаний существенно сокращаются. В частности, инвестпрограмма ТГК-1 на 2009 г. сократилась почти

втрое. Теперь ее размер – 14 млрд руб. вместо прежних 40 млрд руб. Скорее всего, сокращение произойдет за счет переноса части вводов на более поздние сроки либо за счет снижения финансирования ряда строек. В свою очередь генеральный директор ОАО «Мосэнерго» Виталий Яковлев сообщил, что инвестпрограмма на 2009 г. составит 14–16 млрд руб. В расширенном варианте инвестпрограмма «Мосэнерго» на 2009 г. оценивалась примерно в 38,5 млрд руб. То есть сокращение составит около 50%. В случае с другой энергокомпанией, ОГК-2, инвестиционные расходы в 2009 г. уменьшатся на 14 млрд руб., или в 3,7 раза. В результате инвестиционная программа ОГК-2 составит 5,3 млрд руб. вместо 19 млрд руб. Таким образом, сегодня энергокомпании намерены отложить ввод около 2/3 новых мощностей от объема установленных ими инвестиционных программ.

На пресс-конференции по итогам стратегической сессии руководитель электроэнергетического управления «Газпрома» Д. Федоров заявил о намерении отложить реализацию проектов ОГК-2 на Ставропольской ГРЭС, объяснив это тем, что станция находится в регионе с избытком мощностей, а блоки ГРЭС работают с коэффициентом использования установленной мощности менее 50%. Это заявление не прошло незамеченным на фоне совместного заявления ОГК-2 и «Группы Е4» о расторжении контракта на строительство двух энергоблоков по 400 МВт на Ставропольской ГРЭС.

По мнению аналитика ИК «Совлинк», отказ и сокращение инвестиционных программ энергокомпаний вызывает риски штрафных санкций по отношению к энергетическим компаниям, так как в случае прекращения заказчиками работ на объекте по инициативе заказчиков подрядчики вправе рассчитывать на оплату неустойки

в размере 10–15% от стоимости контракта. К тому же отсрочка ввода запланированных энерго мощностей с опозданием более чем на год может привести к выплате штрафов, предусмотренных договорами на предоставление мощности, объем выплат может достигать до 25% от стоимости энергоблока.

Вместе с тем, несмотря на негативные тенденции на рынке, энергокомпании работают над поиском вариантов, при которых стала бы возможной реализация инвестиционных программ в полном объеме. По словам аналитиков, диалог между генерирующими компаниями и подрядчиками уже идет полным ходом. Так, ОГК-2 и «Кварц» заявили о намерениях достичь мирового соглашения и продолжить возведение Троицкой ГРЭС. Активно работает над преодолением негативных рыночных тенденций и «РусГидро». Комиссия по снижению издержек, в которую входили представители «РусГидро» и «Русала», после переговоров по строительству Богучанской ГЭС объявила, что не будет индексировать стоимость подрядных работ в этом году, и согласовала с подрядчиками стройки БогГЭС сокращение стоимости строительномонтажных работ за февраль – март. Согласно сообщению «РусГидро», это приведет к экономии более 1,5 млрд руб. «Русал» в

свою очередь перечислил 776 млн руб. для погашения оставшихся обязательств Богучанской ГЭС перед подрядными организациями за I квартал этого года. Кстати, в апреле компанией уже были перечислены 190 млн руб. Активно работают и остальные участники рынка. Вчера стало известно, что ОГК-2 и «Группа Е4», несмотря на расторжение договора, рассматривают возможность реализации общих проектов на других площадках. Все это свидетельствует о том, что энергетические компании стремятся выполнить программу по вводу новых мощностей за счет нахождения взаимовыгодных решений и реализации проектов на новых площадках.

«РБК daily»

ТЕПЛОСЕТИ В ПРИМОРЬЕ БУДУТ РЕМОНТИРОВАТЬ ПОД ПРИЦЕЛОМ ВИДЕОКАМЕР

За ремонтными работами на объектах теплоснабжения филиалов КГУП «Примтеплоэнерго» будут следить наблюдатели с фото- и видеоаппаратурой. Такое нововведение вводится по решению руководства энергокомпании.

По словам главного инженера КГУП «Примтеплоэнерго» С. Мер-

злякова, наблюдатели будут поэтапно отслеживать ход ремонтных работ на объектах. «Все зафиксированные данные будут передаваться в архив и анализироваться. Наблюдение необходимо для того, чтобы мы могли видеть, как продвигаются работы. Тогда мы сможем в нужный момент что-то поправить или изменить. Опять же это экономия на передвижении по нашему довольно обширному краю», – добавил С. Мерзляков.

Наблюдатели будут работать на объектах Находкинского, Арсеньевского и Спасского филиалов предприятия. «Со временем мы планируем таким образом контролировать работу на всех важных объектах», – подчеркивает С. Мерзляков.

На сегодняшний день предприятие выиграло подрядов более чем на 54 млн руб. в организованных администрацией Приморского края конкурсах. Деньги пойдут на ремонт девяти объектов теплоснабжения по всему краю. Кроме того, ремонтная программа предприятия составляет более 200 млн руб.

Как отметил главный инженер «Примтеплоэнерго», работы на объектах ведутся по графику, филиалы предприятия обеспечены расходными материалами в достаточном объеме.

Восток-Медиа





ТРАВЕРС

научно-производственная фирма

На правах рекламы

**ООО «НПФ Траверс», ЗАО «Экспоцентр»
при поддержке
ЗАО «Росхимнефть», НП «Российское теплоснабжение», ФГУП ИРЕА,
МЭИ (ТУ), ВТИ**

**в рамках 15-й Международной выставки
химической индустрии «ХИМИЯ-2009»**

III научно-практическая конференция

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОПОДГОТОВКИ И ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ И НАКИПЕОБРАЗОВАНИЯ

**29–30 сентября 2009 г.
Экспоцентр на Красной Пресне
Москва**

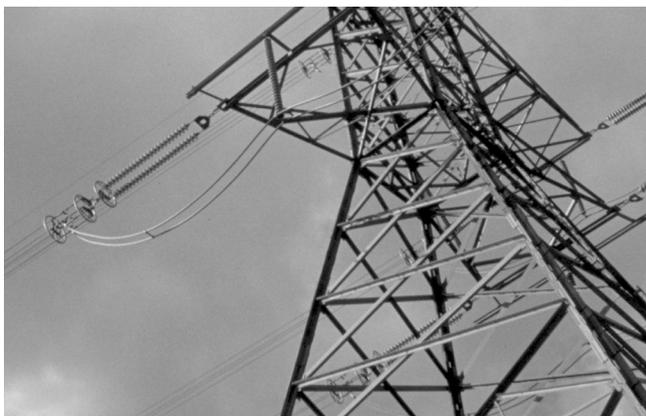
Целью проведения конференции является ознакомление российских специалистов в области водоподготовки с современными технологиями и реагентами, обмен опытом по их внедрению и использованию.

Приглашаем принять участие в конференции главных инженеров и энергетиков, инженеров-теплоэнергетиков, специалистов служб водоподготовки и начальников котельных предприятий различных отраслей промышленности: металлургической, химической, нефтеперерабатывающей; системы ЖКХ и т.д.

Программа конференции рассчитана также на специалистов служб водоподготовки предприятий пищевой промышленности: кондитерской, ликеро-водочной, пиво-безалкогольной, молочной, мясоперерабатывающей и т.п.

Предварительная регистрация обязательна!

**т./ф. (495) 223-61-89 (многоканальный)
e-mail: market@travers.msk.ru
www.travers.ru**



«ОСНОВНОЙ ПРИНЦИП – БЕСПЕРЕБОЙНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ»

Энергетикам хорошо известно, что львиная доля от общего потребления электроэнергии на предприятиях приходится на насосное оборудование. Поэтому резервы для экономии здесь огромны. Ведь применение энергоэффективных насосов вместо традиционных позволяет сберечь от 30% до 80% электроэнергии. Несомненным лидером в производстве такого оборудования является датская компания GRUNDFOS. В 2005 году она открыла свое первое производство в России – завод «GRUNDFOS. Истра». Наш журнал попросил главного энергетика завода «GRUNDFOS. Истра» Константина Пищерова рассказать о работе энергетического хозяйства своего предприятия.

Журнал «Главный энергетик» («ГЭ»): Скажите, на каких принципах создавалась система энергоснабжения предприятия? Какому оборудованию отдавали предпочтение – западному или российскому?

Константин Пищеров (К.П.): Основным принципом, по которому строилась система обеспечения энергоресурсами предприятия в целом, – это безаварийность и способность функционирования и выпуска продукции при возможном длительном отсутствии внешнего энергоснабжения. Что касается второй части вопроса, то у нас нет разделения на отечественных и западных производителей. А основные критерии,



которых мы придерживаемся при выборе оборудования, это его качество и надежность в эксплуатации.

«ГЭ». Как организовано техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования, привлекаете ли вы для этого сторонние организации?

К.П. Техническое обслуживание энергетического оборудования проводится согласно разработанным картам ТО. А карты ТО составляются в соответствии с паспортными данными оборудования, инструкциями заводов-изготовителей, требованиями соответствующих нормативных документов. Эксплуатацией и проведением регламентных работ занимаются сторонние организации на договорной основе.

«ГЭ». Как проводится диагностика и мониторинг состояния оборудования. Какие приборы для этого используются?

К.П. Диагностика и мониторинг оборудования проводится при помощи ежедневных осмотров и системы BMS (системы управления зданием), на диспетчерский пульт которой выводится вся необходимая нам информация.

«ГЭ». Есть ли проблемы с поставщиками электроэнергии, тепла и других ресурсов и как они решаются?

К.П. Периодически возникают проблемы с качеством и бесперебойностью внешнего энергоснабжения. Это происходит вследствие выхода из строя оборудования энергоснабжающей организации, а также воздействия на энергосети природных факторов (грозы, сильный ветер и т.д.). При возникновении таких ситуаций мы автоматически переходим на резервный источник питания.

«ГЭ». Есть ли на предприятии программа по энергосбережению? Какие инструменты используются для снижения энергозатрат?

К.П. Для снижения энергозатрат ведется постоянный контроль потребления энергоресурсов. Оптимизация графиков работы оборудования.

Наша справка:

Компания GRUNDFOS была основана в 1945 году. На данный момент она представлена 80 компаниями в более чем 45 странах мира. Общий объем производства концерна – более 16 млн насосов в год. Доля мирового рынка по циркуляционным насосам составляет свыше 50%, что делает GRUNDFOS самым большим производителем насосов данного типа. В России насосы GRUNDFOS известны с начала 60-х годов. Официальное представительство GRUNDFOS в Москве открыто в 1992 году, а в 1998 году была основана дочерняя компания ООО «ГРУНДФОС».

Подготовил Сергей Леонов



GRUNDFOS СОЗДАЛА НАСОС С САМЫМ ВЫСОКИМ КПД

Компания GRUNDFOS, ведущий мировой производитель насосного оборудования, вывела на российский рынок новые типоразмеры консольных насосов NK и NKG. На сегодняшний день это агрегаты с самым высоким КПД.

«Мы дополнили линейку консольных насосов NK и NKG, – комментирует событие специалист компании GRUNDFOS Роман Марихбейн. – Теперь в ней присутствуют NK модели 200-450 и 250-400 и NKG - 250-200-450 и 300-250-400. Их характеристики: расход – 500–1200 м³/ч, напор – 25–55 м. Кроме того, на выбор предлагается комплектация электродвигателями Standard (энергоэффективность EFF 2) или Premium (энергоэффективность EFF 1)».

Новые насосы могут применяться в системах водоснабжения, отопления, кондиционирования, вентиляции, пожаротушения как многоэтажных зданий, так и промышленных предприятий.

Новые NK и NKG имеют ряд существенных преимуществ перед остальными агрегатами, представленными на рынке:

- ♦ за счет снижения себестоимости насосы стали более предпочтительны по цене (по сравнению с другим подобным оборудованием);

- ♦ унификация с большинством поставляемой на рынок продукции, что делает замену оборудования проще;

- ♦ сниженный вес насосов облегчает монтаж.

В течение 2009 года планируется к выпуску еще несколько моделей насосов серии NK и NKG.

Компания GRUNDFOS



В.Г. Завадский,
канд. техн. наук;
А.В. Кошелев,
«МИЭЦ Энерго»

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГОАУДИТА В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА

Экономический кризис, приближение которого упорно не замечалось, все же наступил. Его последствия прежде всего сказываются на условиях функционирования промышленных и энергетических объектов. Уменьшение спроса на продукцию промышленности соответственно ведет и к уменьшению потребления энергоресурсов, что, с одной стороны, на период кризиса снижает энергетическую напряженность во многих регионах, а с другой – повышает удельные расходы энергоносителей на выработку продукции и самих энергоносителей (включая их добычу и транспортировку), т.е. снижается энергетическая эффективность.

Опыт общения со специалистами энергослужб предприятий показывает, что немногие предприятия, своевременно предусмотрев такую ситуацию, разработали стратегию их эффективного функционирования в условиях снижения спроса на свою продукцию. В кризисной ситуации себестоимость продукции в значительной степени возрастает за счет увеличения доли энергозатрат, что вынуждает руководство предприятий идти на радикальные меры: такие как сокращение численности персонала, в том числе среди энергетических и ремонтных служб предприятий.

Отрицательный характер такого решения вполне очевиден. И без того неукomплектованные техниче-

ские службы сокращаются до такого минимума, что ни о каком эффективном управлении энергетикой предприятий говорить не приходится. Например, при нормативной численности отдела главного энергетика 20–25 специалистов в нем остается в лучшем случае 8–10 человек. Аналогично секвестрируется система технического обслуживания (СТО) энергетического и механического оборудования предприятий. Вопрос о качестве и эффективности обслуживания оборудования даже не ставится. Критерием работы этой системы становится принцип: «пока механизм не сломался, пусть работает, потом отремонтируем». Однако такой подход дает только кажущуюся выгоду.

Независимо от продолжительности спада производства предприятиям все равно придется вернуться к решению проблемы повышения эффективности использования (и выработки) энергетических ресурсов. Аргументом этому утверждению является разработка такого документа, как «Концепция по стимулированию сбережения энергетических ресурсов...» и внесение на рассмотрение в Государственную думу новых версий (и дополнений) Закона «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности». Оба эти документа предусматривают как повышение роли государственного контроля эффективности использования энергоресурсов, так и повышение требований к качеству выполняемых/проводимых энергетических аудитов.

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Естественно, в период кризиса следует ожидать от руководства предприятий «охлаждение интереса» к проведению энергетических аудитов (обследований), что заметно по снижению количества и аудиторских организаций, и числу выполненных аудитов в 2008 г. По имеющейся информации, почти половина энергетических аудитов, намеченных к проведению в первой половине 2009 г., отложена на вторую половину года или перенесена на более поздний период. Тактически предприятия оправдываются отсутствием свободных средств на проведение энергоаудита. Однако стратегически они заранее сами себе определяют дополнительные экономические потери от несвоевременного проведения энергоаудита. Ведь качественно проведенный энергетический аудит всегда способствует снижению доли энергозатрат в себестоимости продукции предприятия.

Возражения предприятий по поводу проведения энергоаудита в условиях кризиса обосновываются не только отсутствием средств на сам аудит, но и невозможностью последующего выделения средств на реализацию «Программы повышения энергетической эффективности на предприятии» – основного итога проведения энергоаудита. В то же время в любой программе предлагается (или разрабатывается) комплекс мероприятий, не требующий значительных инвестиций. В частности, к таким мероприятиям относятся разработки по изменению режимов работы предприятий в экстремальных условиях.

Достаточно привести пример изменения режимов работы таких энергоемких технологий, как электро-

лиз алюминия в условиях возникновения сезонного дефицита электроэнергии. Такие ситуации ранее имели место вследствие малоснежных зим и последующих засушливых летних сезонов, что приводило к необходимости ограничения потребления электроэнергии на электролизных алюминиевых заводах на 15–20% в течение 2–3 месяцев подряд. Можно с уверенностью утверждать, что подавляющее число электролизных производств не имеют у себя разработанной стратегии (и тактики) работы в таких условиях, что не способствует снижению экономических потерь предприятий при возникновении сезонных дефицитов электроэнергии.

На многих предприятиях, несмотря на наличие развитых систем технического учета, нет должного системного анализа энергетических показателей.

Например, изменения электрической нагрузки в часы максимума в итоге ведут к необоснованному ее завышению на перспективу.

На рис. 1 отражен фрагмент анализа роли цехов конкретного предприятия в формировании значений превышения нагрузок в часы утреннего максимума.

Кроме того, энергетический аудит четко высвечивает характерную для значительного большинства промышленных предприятий картину – отсутствие прогрессивной системы нормативов удельного расхода энергоносителей. Есть объекты, использующие нормативы, разработанные еще 25–30 лет назад, вследствие чего на этих предприятиях фактически отсутствует возможность объективного контроля и анализа показателей эффективного использования энергоносителей (несмотря на наличие достаточно развитых систем технического учета).

Определение объективных значений нормативов удельного расхода энергоносителей становится одной из приоритетных задач повышения энергетической эффективности для промышленных и энергетических предприятий.

Оценить целесообразность и трудоемкость такой разработки вполне реально в процессе энергетического аудита.

Другим, не менее важным приоритетным направлением в повышении энергетической эффективности предприятий является решение комплекса взаимосвязанных задач, направленных на повышение эффективности работы и обслуживания энергетического оборудования предприятий.

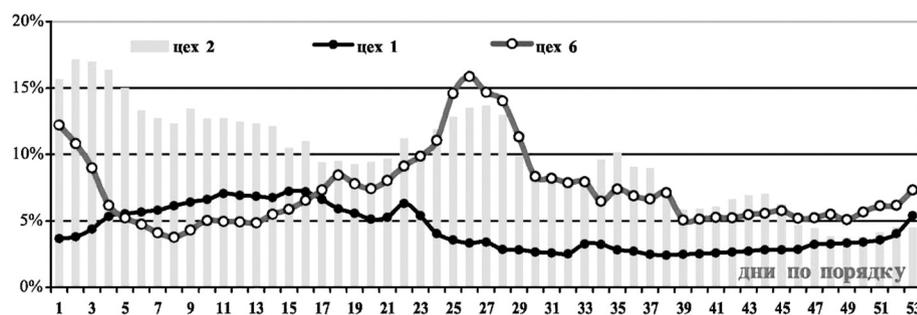


Рис. 1. Долевое «участие» цехов в превышении получасовой нагрузки в часы максимума (относительно нагрузки в 900), % от суммарного превышения

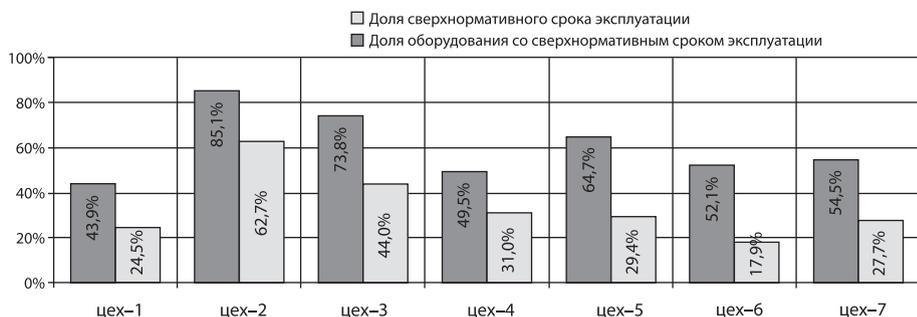


Рис. 2. Сравнение основных характеристик износа оборудования, %

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Такими, в частности, являются:

♦ адресный анализ уровня износа оборудования для выявления объектов детальной диагностики их состояния и определения объемов необходимых инвестиций на замену оборудования, превысившего все разумные сверхнормативные сроки эксплуатации (см. рис. 2 и 3);

♦ адресный анализ уровня аварийности энергетического оборудования предприятий (включая сети транспорта и распределения энергоносителей) с выявлением основных причин и зон повышенной аварийности и экономических потерь предприятий вследствие простоя технологического оборудования;

♦ анализ «качества» систем технического обслуживания энергетического оборудования и объектов предприятий.

Заметим, что перечисленные задачи практически не рассматриваются аудиторскими организациями, хотя их решение обеспечивает реальную возможность повысить энергетическую эффективность предприятий.

На сегодняшний день отсутствие официальной версии нового закона «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» и вновь вводимых нормативно-технических документов по направлению повышения энергетической эффективности в Российской Федерации не позволяют детально охарактеризовать всю перспективу государственной политики в вопросах энергетических аудитов.

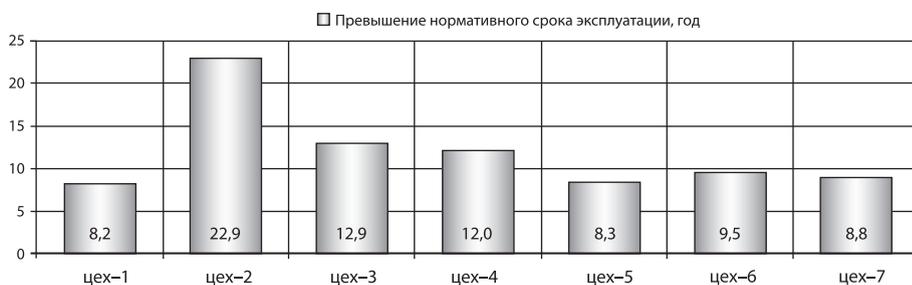


Рис. 3. Превышение нормативного срока эксплуатации, год

Выводы

Высказывая точку зрения на процесс энергетического аудита, хотелось бы отметить, что:

1) Энергоаудит должен стать постоянно действующим механизмом повышения энергетической эффективности для предприятий любых форм собственности, но особенно предприятий государственного и регионального значения.

2) Межинтервальный срок проведения энергоаудитов должен быть регламентирован и строго соблюдаться. В настоящее время повторный аудит проводится через 7–8 лет только незначительным числом предприятий.

3) Целесообразно рассмотреть вопросы об ответственности энергоаудиторов за качество проведенных обследований и об «авторском» надзоре за процессом реализации «Программы повышения энергетической эффективности предприятий».

4) Также назрела острая необходимость пересмотра ГОСТ Р 51379-99 (Энергосбережение. «Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов. Основные положения») с изъятием ряда форм или с рекомендательным характером их заполнения. Не исключено введение новых форм, отражающих, например, утвержденные предприятиям ежегодные нормативы удельных расходов и потерь ТЭР, в соответствии с приказами Минпромэнерго № 265, 267, 268, 269.

5) Следует рассмотреть вопрос о создании постоянно действующего семинара энергоаудиторских организаций и промышленных предприятий (с частотой проведения 1 раз в 1,5–2 года) для рассмотрения практических и теоретических вопросов повышения энергетической эффективности предприятий на основе энергообследований (аудитов) года.

6) Пора окончательно решить вопрос о создании «Прейскуранта на работы по энергетическому аудиту» или рекомендуемого ценника стоимости работ, что позволит потенциальным заказчикам прогнозировать свои затраты на энергетический аудит, а энергоаудиторским организациям не «демпинговать» стоимость работ (необоснованно не завышать цену).

Разумеется, что в условиях кризиса предприятия, заинтересованные в проведении энергетического аудита, в дальнейшем окажутся в большем выигрыше, чем «опоздавшие». Тем не менее они должны разумно подходить к выбору энергоаудиторов, не обольщаясь низкой стоимостью предлагаемых услуг и обещаемой скоростью выполнения процесса аудита.



А.В. Метельский,
ЗАО «Прист»

ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО ПОРТАТИВНОГО ЭЛЕКТРОИЗМЕ- РИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Современные технологии привели к тому, что портативные измерительные устройства получили функции и характеристики, ранее доступные для громоздких лабораторных приборов. В результате большое количество проблем, связанных с энергообеспечением и качеством электрического тока, могут быть решены непосредственно на месте. Это позволяет существенно снижать эксплуатационные расходы предприятий. Но для того, чтобы правильно оснастить предприятие приборами, необходимо быть в курсе тенденций и новинок рынка контрольно-измерительного оборудования.

В этой обзорной статье будут рассмотрены основные группы портативных электроизмерительных приборов.

Мультиметры

Этот класс приборов по-прежнему является наиболее известным и востребованным. Несмотря на то что мультиметры давно хорошо известны и придумать нечто новое затруднительно, производители продолжают удивлять новыми разработками. Работы идут в двух направлениях. Первым направлением является функциональное насыщение мультиметров, примерами которых могут служить мультиметры 500-й и

600-й серий одного из крупнейших мировых производителей APPA. В частности APPA 605 (рис. 1) представляет собой универсальный прибор, совмещающий в себе сразу три: тестер изоляции ($U_{\text{испыт.}}$ до 1000 В), вольтметр постоянного/переменного напряжения с режимом автодетектирования AutoSense (ACV/DCV), измеритель сопротивления низкоомных защитных цепей, контактов присоединения (металлосвязь) с разрешением 0,01 Ом.



Рис. 1 Цифровой мегомметр APPA 605

APPA 605 – наглядный образец удачного сочетания критериев: максимальная безопасность, удобство управления, доступность. При этом он остается портативным, его вес составляет 630 г. Важным преимуществом

APPA 605 является возможность проведения быстрого допускового контроля изоляции «Годен/Не годен». Эта функция прибора обеспечивается выбором в меню одного из 12 пороговых значений, находящихся в диапазоне 100 кОм...500 МОм, и наличием встроенного сигнального светодиода зеленого цвета.

Эти новации в приборе позволяют увеличить скорость и производительность профилактического контроля, быстро выявлять отклонения при однотипных измерениях. Второе направление изменения мультиметров – миниатюризация. При сохранении полноценного функционала приборы становятся все меньше. Ярким примером являются мультиметры APPA iMeter 3 и APPA iMeter 5.

Клещи электроизмерительные и преобразователи тока

Новым типом электроизмерительных клещей, по сравнению с традиционным исполнением, являются клещи – автоэлектротестеры APPA A6, APPA A6D, APPA A7A, APPA A9, выпускаемые компанией APPA Technology Corp. По своей функциональной сути – это «умные» электроизмерительные клещи, с автоматическим выбором не только пределов, но и режимов измерения. Так же как и мультиметры, токоизмерительные клещи насыщаются дополнительными функциями, у них улучшается эргономика и качество электробезопасности.

Типичным носителем этих тенденций является модель APPA A6D, имеющая следующие дополнительные режимы:

- ◆ самоконтроль исправности при включении питания (годен/ неисправен);
- ◆ индикация ресурса батарей (в % от номинала, принятого за 100%);
- ◆ тестирование диодов (p-n переходов);
- ◆ возможность блокировки функции автовыключения питания (отключение АРО);
- ◆ звуковой сигнализатор наличия опасного напряжения в цепи.

Главное достоинство: клещи автотестер APPA A6D обеспечивают максимальную на сегодняшний день безопасность персонала при работе в ЭУ благодаря автоматическому выбору режима измерения (функция AutoSense). Алгоритм перебора режимов остался прежним: постоянное напряжение/переменное напряжение (по макс. значению), сопротивление постоянному току – прозвон цепи (< 25 Ом), переменный / постоянный ток (по макс. значению).

Осциллографы-мультиметры

Относительно новый класс приборов, позволяющий на месте не только измерить электрические параметры электросети, но и записать/изучить/понять, что именно происходит с сигналом. Здесь традиционным лидером в инновациях выступает компания Fluke. На российском рынке достаточно хорошо известны скопметры Fluke 123, Fluke 196C, Fluke 199C и др. Но, к сожалению, стоимость этих приборов достаточно высока и не все могут себе позволить их приобрести. Неплохой альтернативой скопметрам Fluke являются осциллографы-мультиметры АКИП ОМЦ-20, ОМЦ-22 (рис. 2), ОМЦ-26. Эти приборы вне-

сены в Госреестр средств измерения и имеют хорошую репутацию благодаря прекрасному соотношению цена/качество.



Рис. 2. Осциллограф-мультиметр Акип ОМЦ-22

Еще одним образцом современного осциллографа-мультиметра является АКИП-4102. Он имеет на борту все необходимое, при этом цена прибора весьма умеренна (26 000 руб.).

- ◆ Осциллограф: 2 канала, полоса пропускания 20 МГц;
- ◆ Частота дискретизации до 100 МГц в реальном времени;
- ◆ Автоматические и курсорные измерения;
- ◆ Длина памяти 6 кБ на канал;
- ◆ Запись и вызов до 4 осциллограмм;
- ◆ Выход калибратора 1 кГц;
- ◆ Интерполяция $\sin x/x$, матем. обработка (+,-,/,x), режим XY;
- ◆ Мультиметр: измерение напряжения, тока, сопротивления, емкости, прозвонка цепи и тест диодов;
- ◆ Цветной ЖК-дисплей, интерфейс USB;
- ◆ Автономное батарейное питание;
- ◆ Ударопрочное исполнение.

Анализатор качества электроэнергии

Широкое внедрение современных типов телекоммуникационного оборудования, средств радио- и электросвязи, чувствительных к снижению качества электроэнергии, выдвигает на первый план необходимость контроля и обеспечения качества электропитания. Ранее для измерения отдельных параметров использовались разные приборы. Теперь есть комплексные решения. Например, современный анализатор качества электроэнергии АКЭ-823, АКЭ-824. Это трехфазные регистраторы-анализаторы для электриков и технического персонала являются идеальным инструментом для записи показателей и оценки качества электроэнергии, изучения свойств электрических нагрузок, измерения мощности и энергии. Анализатор способен измерять: напряжение, токи, все виды мощности и энергии, коэффициент мощности, THD% и др. параметры аналоговых или импульсных сигналов (макс. до 251 параметра). Следует подчеркнуть, что все эти возможности обеспечиваются как в 3-фазной энергосистеме всех типов исполнения, так и в однофазной электросети. Анализатор по своему исполнению – 9-канальный осциллограф (4 токовых входов и 5 потенциальных) с максимальной частотой дискретизации до 200 кГц. В АЦП все входные сигналы (напряжение и ток) преобразуются в 256 отсчетов (сэмплов) за 1 период $f = 50$ Гц и собираются в модули. В случае обнаружения аномалий напряжения при-

ОБЗОР РЫНКА

боры фиксируют в сводной таблице за период записи: их общее количество, № фазы события, полярность, дату и время, длительность, максимальное значение. При объеме штатной внутренней памяти 16 Мб длительность автономной записи 251 параметра (интервал усреднения 15 мин.) составляет более 90 суток. Имеется возможность увеличения внутренней памяти за счет применения compact-flash (до 512 Мб). По выбору оператора данные отображаются в виде таблиц численных значений, графиков (гистограмм) или векторных диаграмм. Настройки можно выполнять непосредственно в строке меню на сенсорном цветном дисплее.

ПО TOPVIEW обеспечивает:

- ♦ отображение, анализ и обработку данных регистрации в графическом и численном виде после их загрузки в ПК из памяти прибора;

- ♦ создание и распечатку протоколов с адаптированными пользовательскими признаками и содержанием (logo, текст);

- ♦ распечатку, вывод на печать предварительных итогов анализа (print previews);

- ♦ экспорт записанных данных в формате XLS, в виде файлов PDF и др.

Системные требования: ПО доступно для установки на ПК с платформой Windows® 98/ME/2000/NT/XP/Vista.

НОВОСТИ

РОССИЙСКАЯ РАЗРАБОТКА ПОМОЖЕТ ПРОВЕРИТЬ ТРУБОПРОВОДЫ БЕЗ ЭКСКАВАТОРА

Российские специалисты, занимающиеся диагностикой теплоэнергетических объектов, разработали методику дистанционного бесконтактного контроля состояния городских подземных теплопроводов, которая позволяет без земляных работ регистрировать наличие процессов коррозии металлических труб – основной причины их высокой аварийности и обнаруживать местоположение существующих дефектов.

«Мы с коллегами диагностируем подземные теплопроводы дистанционными методами теплотометрии, акустометрии и электрометрии. Лично я занимаюсь разработкой и внедрением электрометрических методов», – сказал в интервью сотрудник исследовательской группы А. Ветров.

В частности, пояснил он, электрометрические наблюдения позволяют определить состояние изоляционного покрытия теплопроводов и оценить степень поражения труб коррозией. Достоверность результатов исследований значительно повышается при совместной интерпретации материалов наблюдений методами электрометрии и теплотометрии.

Один из электрометрических методов – метод заряженного тела – заключается в том, что на подземный трубопровод подается электрический ток от генератора, при этом второй электрод питающей линии заземляется на достаточно большом расстоянии. На поверхности вдоль оси трубы замеряется электромагнитное поле, которое изменяется в местах повреждения изоляции трубопровода – в этих местах ток с трубы стекает в землю.

«Методом заряженного тела мы уверенно фиксируем места нарушения изоляционного покрытия труб, к которым, как правило, и приурочены зоны развития коррозии», – сказал Ветров.

Другой электрометрический метод – метод естественного электрического поля – позволяет уточнить местоположение зон развития коррозии на наружной поверхности труб и оценить интенсивность коррозионного процесса.

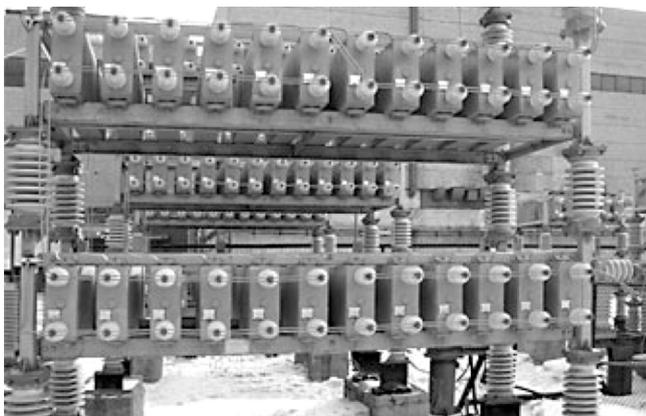
Ветров отметил, что эти методы используются достаточно давно в полевой разведочной геофизике, однако сейчас они адаптированы к применению в городских условиях, где измерениям препятствует плотная жилищная застройка, наличие асфальтового покрытия и высокий уровень техногенных помех.

В одном из последних экспериментов, который Ветров проводил в Петербурге, была дана оценка влияния питающих электродов на измеряемое электромагнитное поле трубопровода и предложены варианты наиболее эффективных схем измерительных установок. По словам собеседника, результаты его исследований позволяют совершенствовать уже существующие методики, повысить их точность, расширить диапазон применения методов дистанционной диагностики. Результаты эксперимента будут представлены им на конференции Американского геофизического союза в Торонто.

Ветров также отметил, что созданная методика диагностики состояния подземных трубопроводов тепловых сетей активно применяется в Санкт-Петербурге. Кроме того, в различных модификациях подобные работы выполнялись на тепловых сетях Вологды, Череповца, Воркуты, Ухты, Сыктывкара, в ряде городов Ленобласти: Тихвине, Пушкине, Колпино, Луге, Всеволожске.

Результаты работ были использованы при формировании программ капитального ремонта и реконструкции городских инженерных коммуникаций.

РИА «Новости»



А.В. Бурмистров,
генеральный директор
ЗАО «ЭНЕРГОРЕСУРС»

УПРАВЛЕНИЕ И КОНТРОЛЬ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Требования отраслевых стандартов

В соответствии с приказом №140 от 18.04.2008 г. в ОАО «ФСК ЕЭС» в целях совершенствования нормативно-технической базы электросетевого комплекса в области проектирования ПС, ускорения внедрения систем мониторинга маслонаполненного электрооборудования утвержден и введен в действие нормативно-технический документ в виде отраслевого Стандарта «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов».

Приказом установлено применение Стандарта в производственной деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» при выполнении работ на объектах электросетевого хозяйства ЕНЭС, а также при аттестации оборудования.

Современные технологии позволяют решать задачи по мониторингу силовых трансформаторов, обеспечивая контроль работы силового оборудования, телеуправление, а также учет электроэнергии в рамках одного программно-технического комплекса, этим значительно снижая затраты на внедрение и обслуживание системы автоматизации.

Функциональные возможности подсистем

Подсистема управления обеспечивает ручное и автоматическое включение и отключение трансформатора, фидеров и дополнительного оборудования по предварительно заложенным алгоритмам. Например, при превышении единовременной допустимой на-

рузки, управляющий контроллер отключает присоединение с минимальным приоритетом.

Подсистема учета электроэнергии обеспечивает автоматизированный учет и контроль параметров электрического тока, контроль небалансов по объекту. На основании информации, получаемой с электрических счетчиков или терминалов релейной защиты, ведется контроль общей нагрузки трансформатора и по присоединениям. При ограничении нагрузки информация со счетчиков ввиду более высокой точности измерений, чем с приборов защиты, позволяет осуществлять более точное выполнение ограничительных уставок.

Подсистема анализа диагностических параметров контролируемого оборудования и матрицы технического состояния основных частей оборудования контролирует основные параметры, сравнивает с нормальными и выдает заключение о техническом состоянии оборудования на основе использования критериев допустимого состояния оборудования, а также определения остаточного ресурса контролируемого оборудования.

Концепция построения систем автоматизации

Система автоматизации строится с использованием типовых программно-технических решений на базе SCADA-системы «ЭНТЕК».

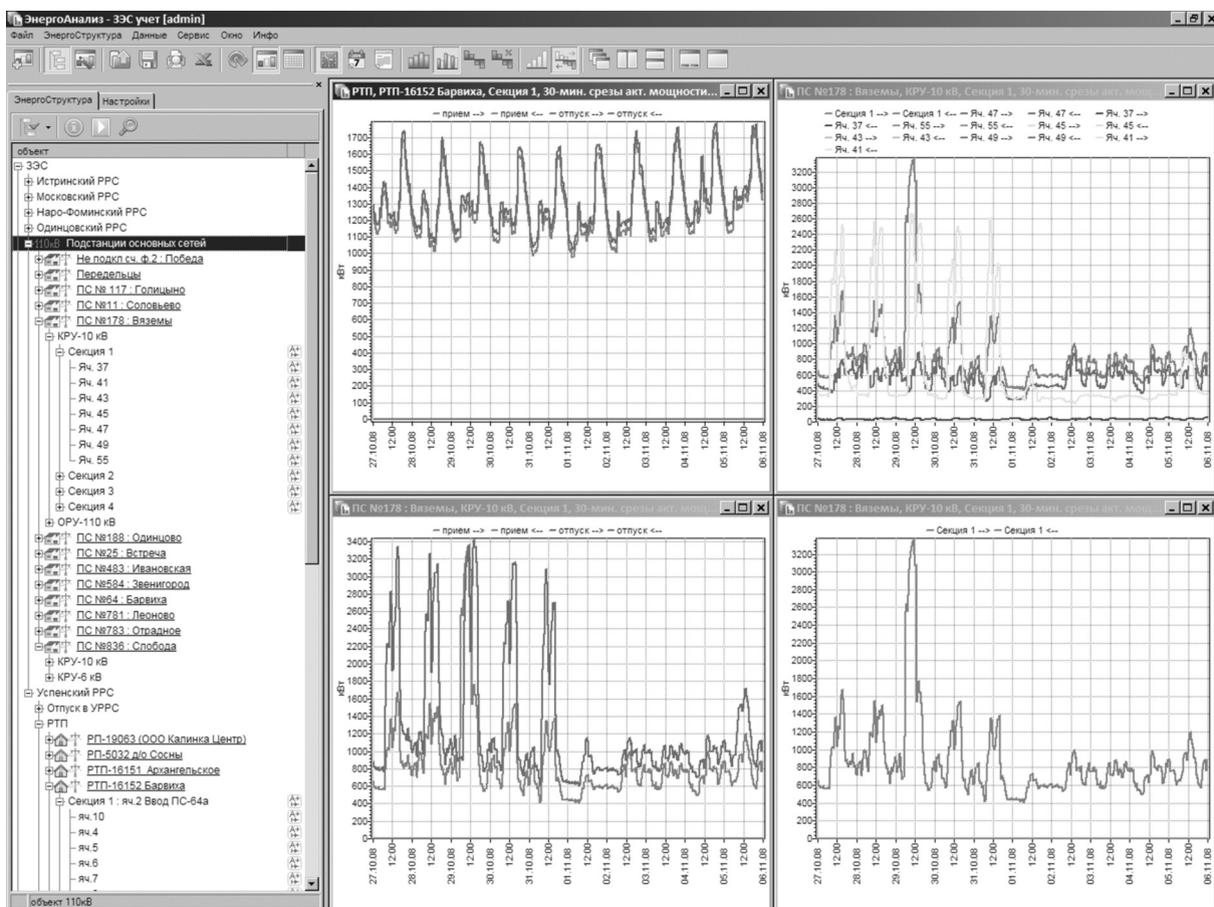


Рис. 1. Ретроспектива контроля работы объекта

В качестве центрального элемента на объектах используются свободно программируемые микропроцессорные контроллеры с операционной системой Linux и фирменным системным программным обеспечением ЭНТЕК, реализующим функции противоаварийного контроля, контроля и управления нагрузками, контроля несанкционированного доступа, контроля основных параметров силового трансформатора и функции УСПД для контрольного и расчетного учета электроэнергии.

Система автоматизации может работать локально, выполняя функции противоаварийной автоматики и ведя регистрацию событий, или в составе распределенной системы автоматики, телемеханики и учета, обеспечивая контроль и управление большим количеством объектов. В качестве каналов связи могут использоваться оптические линии связи, радиоканалы, каналы сотовых операторов GSM/GPRS/EDGE/CDMA, оборудование передачи информации по силовым каналам (PLC).

Прикладные протоколы передачи информации – МЭК 870-5-101/104.

Организация верхнего уровня в SCADA-системе «ЭНТЕК» позволяет создавать в архитектуре клиент-сервер любое число рабочих мест с возможностью тематического разделения: АРМ диспетчера, АРМ службы учета и транспорта и т.п.

В зависимости от типа контролируемого оборудования и информационной мощности объекта автоматизации число диагностических параметров может быть различным. Так, например, для диагностирова-

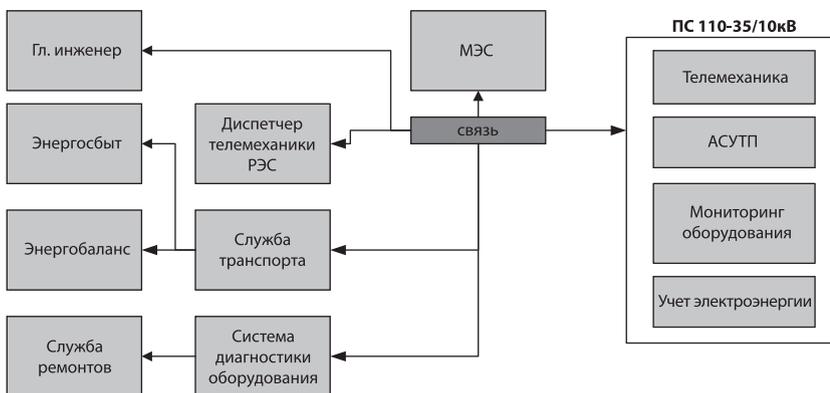


Рис. 2. Распределение информации в системе ЭНТЕК

ния силовых трансформаторов мощностью 120 МВА и более и напряжением 220 кВ и более число диагностируемых параметров может составлять 35, для трансформаторов напряжения и тока – 7, для масляных, воздушных и элегазовых выключателей – 10 параметров.



Рис. 3. Контроль силовых трансформаторов 10 кВ

Для силовых трансформаторов 10 кВ число контролируемых параметров можно ограничить несколькими основными параметрами, позволяющими контролировать состояние трансформаторов, ограничивать по времени работу трансформатора в режиме максимальной нагрузки, обеспечивать работу потребителей в рамках, установленных договорами электроснабжения.

Все аварийные события и история передаются и фиксируются с меткой времени.

Типовые решения:

На базе «ЭНТЕК» возможна организация современных систем управления электроснабжением и контроля за одновременными нагрузками для объектов всех классов напряжения. Основные решаемые задачи:

- ◆ Противоаварийное управление нагрузками;
- ◆ Телемеханика;
- ◆ Контроль работы и мониторинг основных параметров силовых трансформаторов, выключателей, измерительных трансформаторов;
- ◆ Контроль единовременной разрешенной мощности;
- ◆ Контроль параметров электрического тока и учет электроэнергии;
- ◆ Контроль доступа и противопожарная сигнализация.

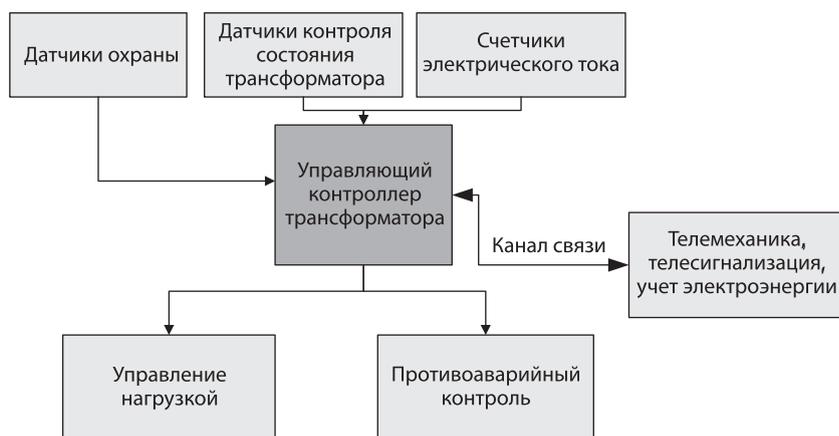


Рис. 4. Схема автоматизации трансформатора 10 кВ

Управление на объектах может осуществляться в ручном и автоматическом режимах. В качестве датчиков используются электронные счетчики Меркурий-230, СЭТ-4ТМ, ПСЧ-4.ТМ.05. На основании информации, передаваемой электронными счетчиками, осуществляется контроль и управление нагрузками.

Вместо электронных счетчиков в качестве первичных датчиков также используются терминалы релейной защиты либо специализированные цифровые измерительные приборы.

Пример 1. Управление электроснабжением крупного потребителя.

Проект «Контроль единовременной нагрузки крупного потребителя» был реализован с использованием контроллера ИМК-100. Управление осуществлялось по трем отходящим линиям с выделением приоритетов по отключению. В качестве первичных датчиков были использованы счетчики Меркурий-230 АРТ PQRSIDN. При превышении суммарного потребления по трем фидерам более чем на 3 минуты контроллер последовательно отключает нагрузку на линиях с меньшим приоритетом (например – освещение гаража). В ручном режиме диспетчер может осуществлять дистанционное управление всеми линиями, а также блокировать работу автоматического отключения.

Пример 2. Управление электроснабжением потребителей 80-квартирного жилого дома.

В октябре 2008 года была внедрена система управления электроснабжением многоквартирного жилого дома. В качестве первичных датчиков были использованы счетчики Меркурий-230 АРТ PRIDN. Для поквартирного управления электроэнергией применялись управляемые контакторы АВВ. В качестве центрального управляющего кон-

троллера использовался процессорный модуль Теконик Р06. Связь с диспетчерской осуществлялась по Ethernet- и GSM-каналам.

Основные функции системы:

- ◆ сбор информации со счетчиков квартир, расположенных в щитовых помещениях здания, – показания счетчиков по тарифам, активная и реактивная мощность, токи пофазно, cos φ;
- ◆ контроль превышения допустимой мощности;
- ◆ контроль небаланса и потерь электроэнергии;
- ◆ предоставление оперативной информации в виде мнемосхем;
- ◆ просмотр истории;
- ◆ световая и звуковая сигнализация о нарушениях;
- ◆ формирование отчетной документации.

Общий алгоритм работы контроллера заключается в следующем. Контроллер сравнивает общее потребление на питающих вводах здания с единовременно разрешенной мощностью. В случае превышения суммарной мощности контроллер автоматически отключает потребителя, максимально превысившего заявленную мощность. Если общее потребление находится в нормальном диапазоне, то отключение потребителей в автоматическом режиме не производится, даже если они превышают заявленную мощность.

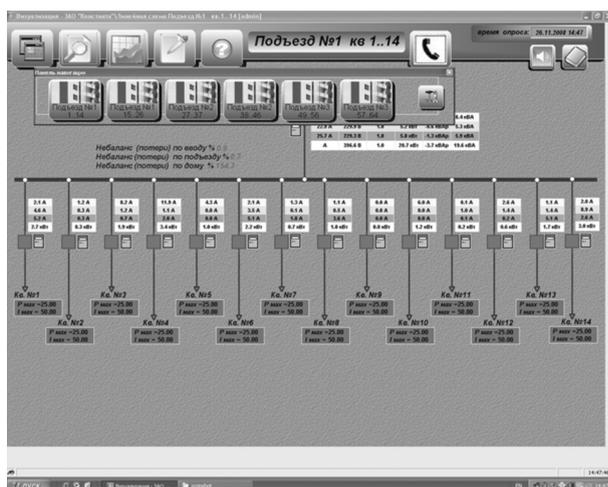


Рис. 5. Мнемосхема электроснабжения

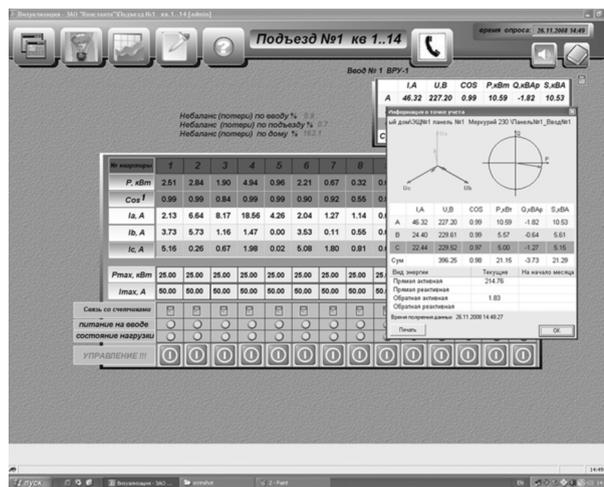


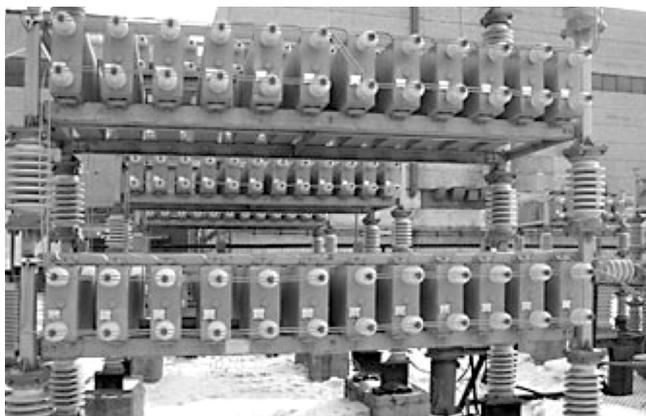
Рис. 6. Контроль электроснабжения

Пример 3. Управление трансформаторным пунктом.

В договорах электроснабжения между сетевым предприятием и потребителем определяется единовременная мощность, выделяемая потребителю. Часто единовременная мощность не соответствует установленной трансформаторной мощности. Зачастую потребитель может превысить установленные лимиты, что приводит не только к перерасходу электроэнергии, но и к выходу из строя трансформаторов тока и другим последствиям. Для ограничения единовременной нагрузки можно организовать систему автоматического ограничения нагрузки с использованием счетчика электрической энергии в качестве прибора учета и измерения мощности и малоканального контроллера. В случае превышения уставки заданного параметра (мощности, тока) контроллер может передать сообщение в диспетчерскую либо произвести автоматическое отключение потребителя.



Рис. 7. Силовой трансформатор



А. Тихомиров,
департамент электропривода
ООО «НПФ «Ракурс»;

Ю. Андреев,
инженер по сервису,
департамент электропривода
ООО «НПФ «Ракурс»

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И СЕРВИС ЭЛЕКТРОПРИВОДА НА ПРОИЗВОДСТВЕ

Электропривод и его использование в современных АСУ

В настоящее время электропривод является одной из основных составляющих частей любой производственной линии или технологического агрегата (насос, вентилятор, компрессор, пресс и т.д.). Современный подход к автоматизации почти полностью искоренил прямой пуск и дискретное управление скоростью вращения электродвигателей и дал дорогу массовому применению частотного регулирования, организованного с помощью преобразователей частоты (далее ПЧ). Когда просто требуется плавный безударный пуск механизмов и вывод электродвигателей на номинальную скорость вращения, применяются тиристорные устройства плавного пуска (далее УПП). Современные преобразователи частоты, благодаря наличию большого выбора встраиваемых в них интеллектуальных опциональных модулей, могут полностью заменять контроллеры нижнего уровня, а также обеспечивать прием сигналов с помощью имеющихся входов/выходов и обмениваться данными с внешними системами по любому стандартному сетевому протоколу. Немаловажен также и экономический эффект, достигаемый от применения ПЧ для управления различными технологическими агрегатами, где регулирова-

ние скорости вращения двигателя помогает избежать дополнительных затрат энергии и напрямую влияет на увеличение рабочего ресурса механизма в целом. Являясь сложными электронными устройствами, ПЧ и УПП требуют тщательного анализа и настройки пользовательских параметров, количество которых может исчисляться десятками и сотнями в зависимости от применяемых моделей и сложности решаемых задач.

Организация сервиса электропривода

Обслуживание современных ПЧ, так же как и их настройка, требует серьезной целенаправленной подготовки технического персонала, что, с одной стороны, является занятием достаточно затратным, но в конечном счете позволяет организовать для производства собственную локальную техническую службу быстрого реагирования. Целесообразность содержания такой службы оправдана, если у предприятия в эксплуатации находится несколько десятков или сотен единиц оборудования или если стоимость простоя чрезмерно высока и каждый такой час выливается в значительную потерю прибыли для предприятия. Предположим, добавочная стоимость розлива одной бутылки пива – 2 рубля, а средняя производитель-

ность линии розлива составляет 50 000 бутылок в час, в итоге каждый час простоя такой линии – 100 000 рублей потерь. Есть и другие критерии, такие как быстрое старение (порча) ингредиентов при производстве продукции, например, быстрая порча теста при производстве хлеба, где максимальный простой линии составляет не более 1–2 часов, и т.д.

Решение проблемы своевременного и аварийного обслуживания приводной техники может быть выполнено двумя способами. Первый способ, как уже было описано выше, – это создание своей собственной сервисной службы непосредственно на производстве, а второй – это передача функций обслуживания оборудования специализированной организации, занимающейся решением таких задач на профессиональном уровне. Однако и при первом варианте тесное взаимодействие собственной сервисной службы предприятия со сторонней специализированной сервисной организацией будет только дополнительным плюсом, так как эффективность решения задач обслуживания и скорость реакции на возникающие проблемы в этом случае резко возрастает. Например, собственная сервисная служба предприятия в случае возникшей аварийной ситуации и при невозможности решения проблемы собственными силами может обратиться за помощью к специализированной компании и выступить в качестве организатора процесса устранения неполадок на собственном производстве. Для начала такого взаимодействия необходимо заблаговременное подписание договора.

В договоре, как правило, описываются такие важные моменты, как время прибытия специалиста после вызова, стоимость предоставляемых услуг, наличие локального склада запчастей и готового оборудования на замену у подрядчика, возможность вызова специалиста в нерабочее время и праздничные дни, расписка оплаты оказанных услуг, гарантии и т. д.

Для конечного пользователя на момент выбора им оборудования для своего производства или покупки готовой производственной линии наличие регионального сервисного партнера-производителя будет иметь следующие преимущества:

- ♦ региональный сервисный партнер окажет помощь в момент запуска оборудования, проведет ревизию запущенного оборудования на предмет правильной установки и эксплуатации, а также обеспечит гарантийную поддержку в случае выхода оборудования из строя. Практический опыт показывает, что основная масса оборудования чаще выходит из строя в момент первого запуска или по истечении 4–5 лет эксплуатации. Другими словами, оборудование, отработавшее несколько месяцев, скорее всего, будет бесперебойно работать в течение нескольких лет и только процесс старения компонентов сможет нарушить стабильность его рабочего состояния. Но в данном случае мы, конечно же, предполагаем своевременное проведение планового обслуживания оборудования;

- ♦ региональный сервисный партнер может на профессиональном уровне провести обучение обслуживающего персонала конечного пользователя и помочь составить регламент периодического обслуживания оборудования для обеспечения его бесперебойного функционирования;

- ♦ последующий процесс модернизации производственной линии будет значительно облегчен. Устаревшее оборудование заменится современным с минимальными затратами и переделками системы в целом (retrofitting);

- ♦ региональный сервисный партнер сможет обеспечить своевременную техническую поддержку, получение необходимой технической и сервисной документации, а также организацию «связи» с производителем оборудования.

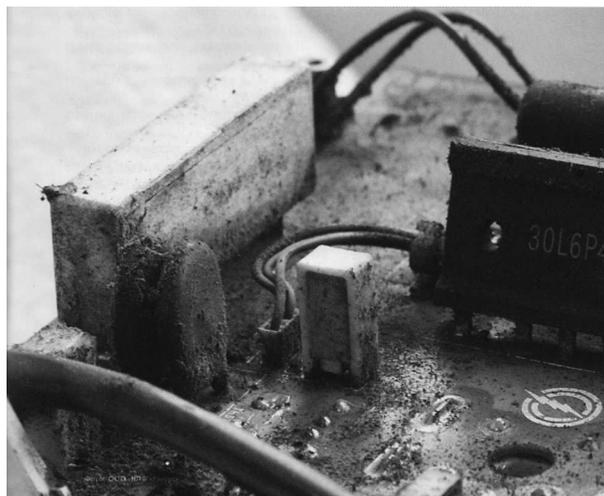


Рис. 1. Загрязнение на внутренних платах преобразователей частоты

Периодическое обслуживание электропривода

Главным фактором, определяющим срок службы ПЧ и его бесперебойную эксплуатацию, является правильное и своевременное обслуживание. По существующей статистике, выход электропривода из строя в подавляющем ряде случаев связан с нарушениями в его эксплуатации или обслуживании.

Существует несколько важных аспектов, на которые стоит обратить внимание.

1. Рекомендуется проведение проверки ПЧ на запыленность, так как пыль является основной причиной выхода из строя. Пыль гигроскопична и способна накапливать влагу, которая впоследствии становится причиной замыканий внутренних электрических цепей. При попадании мельчайших частиц пыли в ПЧ происходит их скопление в областях с наибольшей напряженностью электромагнитного поля, а при малейшем повышении влажности окружающей среды между силовыми контактами с высокими потенциалами загорается электрическая дуга, разрушающая все на своем пути. Особое внимание на эту

рекомендацию должны обратить сотрудники тех производств, где пыль и грязь являются токопроводящими. Пыль снижает способность внутренних частей к эффективному охлаждению и способствует возникновению локальных перегревов элементов, что также является причиной выхода ПЧ из строя. Пыль отрицательно влияет на работу вентиляторов охлаждения. Накапливаясь на лопастях, она увеличивает их вес и сопротивление воздушному потоку при вращении и, как следствие, обеспечивает возникновение перегрузки на валах вентиляторов, что значительно снижает их рабочий ресурс. Частота проверки ПЧ на запыленность напрямую зависит от местоположения оборудования. Если ПЧ установлены в шкафах управления, обеспечивающих надежную защиту от пыли, то производители рекомендуют проверять запыленность минимум один раз в год. На производствах с гигроскопичной пылью эти сроки рекомендуются снизить до одного раза в квартал. При обнаружении запыленности отдельных частей их необходимо продуть сжатым воздухом, причем при каждом обслуживании нужно продувать не только внутренние части, но обязательно произвести очистку каналов охлаждения. Чем лучше воздух циркулирует через радиатор, тем дольше срок службы силовых полупроводниковых элементов (IGBT-транзисторов, диодных мостов и тиристоров).

2. Немаловажной задачей является периодическая проверка работоспособности вентиляторов. В основном, производители ПЧ рекомендуют производить проверку не реже чем раз в полгода, а превентивную замену производить один раз в три года. Опыт показывает, что этот срок является оптимальным, так как за меньшее время проблемы возникают только с бракованными вентиляторами, но после 3 лет эксплуатации количество выходов из строя резко возрастает. Особенно актуален вопрос пристального контроля вентиляторов для исполнения ПЧ со степенью защиты IP54, установленных непосредственно на производственном оборудовании в помещении с наличием в воздухе частиц вязких веществ, таких как пивная пыль, которая образуется в процессе варки пива, различные гели, нефтепродукты и т.п. При их попадании в вентиляторы очистка довольно трудоемка, а обрастание вентиляторов вязкой массой происходит достаточно быстро. В ряде случаев вентиляторы проще заменить новыми. Кроме вышесказанного, необходимо периодически осуществлять визуальный контроль работы вентиляторов на предмет их устойчивого вращения и плавности хода.

3. Под воздействием частого заряда и разряда, а также под воздействием повышенной температуры со временем происходит старение электролитических конденсаторов ПЧ, что характеризуется уменьшением их номинальной емкости или возникновением внутренних пробоев между полюсами.

Как это происходит?

Старение электролитических конденсаторов обусловлено различными химическими (например, естественной деградацией алюминия) и физическими (например, диффузией паров электролита через элементы уплотнения) причинами. В случае превышения допустимой температуры интенсивность старения резко возрастает, поскольку электролит за счет выделения растворенного газа, использующегося при гидролизе, выдавливается из пространства между скрученными электродами. В результате увеличивается ESR (эквивалентное внутреннее сопротивление), что стимулирует еще больший нагрев конденсаторов. Последствия этого процесса отрицательно влияют на стабильность работы ПЧ, особенно в задачах, связанных с высокой динамикой. Прежде всего при нагрузке резко падает уровень напряжения на шине постоянного тока и, как следствие, повышается ток на выходе инвертора, а при падении напряжения до минимального порога срабатывания защиты ПЧ вовсе останавливается с сообщением об ошибке UV «низкое напряжение шины постоянного тока». При интенсивном торможении электродвигателя с нагрузкой на валу электродвигатель переходит в «генераторный режим» и уровень напряжения на выходе ПЧ резко возрастает. В данном случае при эксплуатации ПЧ со сниженной емкостью конденсаторов шины постоянного тока их будет недостаточно для компенсации возросшего напряжения и ПЧ остановится по ошибке OV «напряжение на шине постоянного тока выше максимально допустимого». Результатом такой ситуации может быть вздутие или разрушение конденсаторов. Схематично такие процессы представлены на рис. 2,

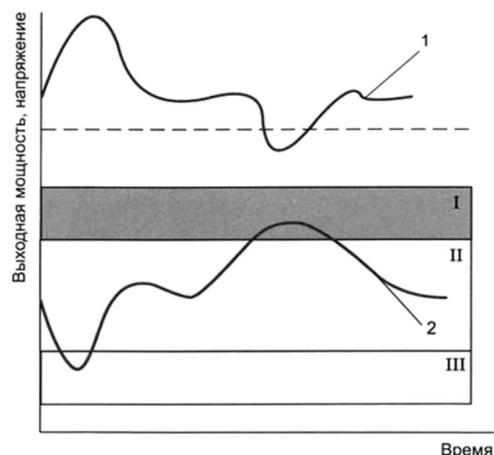


Рис. 2. Колебания выходной мощности и напряжения на шине постоянного тока преобразователя частоты со сниженной емкостью электролитических конденсаторов:

- 1 — выходная мощность;
- 2 — напряжение;
- I — зона детектирования ошибки OV (более 820 VDC);

II – зона нормального напряжения DC-bus;
III – зона детектирования ошибки UV (менее 380 VDC);

VDC – напряжение постоянного тока;

DC-bus – шина постоянного тока.

Пунктирная линия означает нулевую ось для графика выходной мощности.

При пониженной емкости конденсаторов различных плат начинают возникать сбои в системе управления ПЧ, иногда это приводит к выходу из строя импульсных источников питания или других цепей управления. Основной рекомендацией является периодическая замена конденсаторов. Но вот определить точные сроки замены довольно проблематично. Емкость конденсаторов и ее изменение зависят от температуры окружающей среды. В зависимости от производителя и модели в ПЧ могут быть использованы конденсаторы на максимальную температуру +85 или +105°C с дополнительной системой принудительного охлаждения или без нее. В среднем замену конденсаторов необходимо производить один раз в 4–5 лет при нормальных условиях эксплуатации. Рис. 3 отражает зависимость срока службы электролитических конденсаторов от окружающей ПЧ температуры.

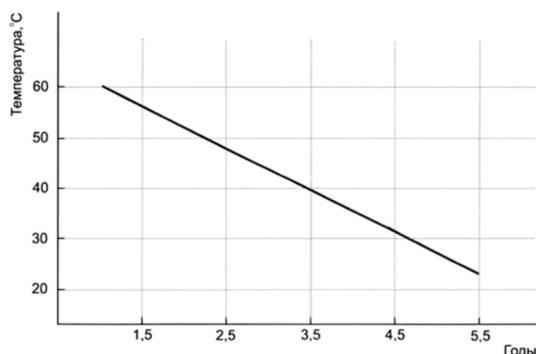


Рис. 3. Зависимость срока службы электролитических конденсаторов от внешней температуры

В некоторых современных ПЧ, разработанных для работы в неблагоприятных средах, применяются только пленочные конденсаторы, которые менее подвержены влиянию температур и старению. Это позволяет существенно расширить рабочий температурный диапазон применения ПЧ с отрицательных до высоких положительных температур.

4. Не лишним будет проведение периодической проверки падения напряжения на контакторах и реле цепей питания ПЧ, а также на силовых полупроводниковых преохранителях защиты. При появлении паразитных сопротивлений между контактами релейной аппаратуры, рекомендуется ее заменить.

5. Периодически нужно проверять затяжку силовых винтов, болтов и гаек ответственных соединений

ПЧ. Как правило, проверку делают один раз в год, хотя для оборудования, где присутствует сильная вибрация, периодичность проверки следует увеличить. Ослабление затяжки крепежа в точках силовых соединений приводит к возникновению ошибок потери фаз и заканчивается пробоем силовых полупроводниковых элементов (диодов, IGBT-транзисторов) или прогоранием металла шин в точках контакта (рис. 4).

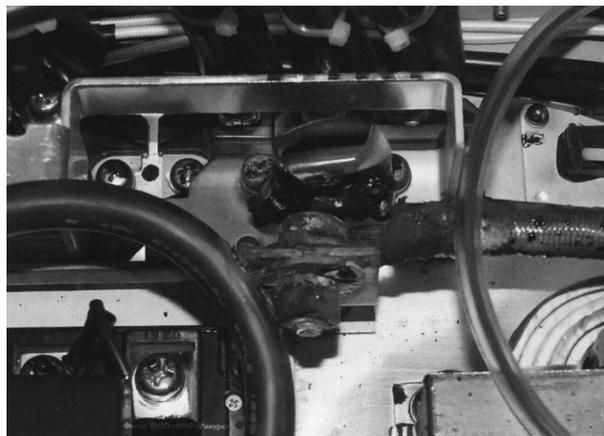


Рис. 4. Повреждение силового соединения в результате плохого контакта

Методика диагностики неисправностей преобразователей частоты

Проверка и плановое обслуживание помогут предотвратить многие проблемы, но, к сожалению, так или иначе, ПЧ выходят из строя и этого нельзя избежать полностью. На сегодняшний день ни один производитель не обеспечивает достаточно эффективную защиту ПЧ от выхода из строя в результате перегрузок. Да, защита от коротких замыканий на выходе, несомненно, присутствует у любого современного ПЧ, но предотвратить выход из строя силовой части в случае, если замыкание случится в момент управления нагрузкой на номинальной мощности, защита не сможет. Связано это с тем, что само управление защитой реализовано в контроллере ПЧ и, пока сигнал о перегрузке на выходе ПЧ будет им обработан и будет дана команда на закрытие выходных транзисторов, некоторые из них уже успеют пострадать и в режиме пробоя обеспечат замыкание полюсов шины постоянного тока друг на друга. Далее дуга, сделав свое дело, окончательно повредит все доступные элементы схемы.

Что же делать, когда преобразователь перестал работать? Прежде всего не надо сразу же пытаться включить его снова. Как правило, повторный запуск неисправного ПЧ ведет к еще большим повреждениям. Состояние ПЧ должно быть тщательно проанализировано посредством проведения диагностики. Если на дисплее отображается какой-нибудь аварийный код, то следует проанализировать, что он означает, в дальнейшем эта информация позволит

быстрее выявить возникшую проблему. Если на дисплее ПЧ ничего не отображается или его просто нет, то следует проверить наличие опорного напряжения 24 В на соответствующих клеммах платы управления, воспользовавшись схемой подключения в документации на ПЧ. В случае отсутствия напряжения на клеммах платы управления следует обратиться в сервисный центр.

Обычно выполняется еще и проверка силовой части. **ВНИМАНИЕ!** Перед осуществлением данной процедуры следует дождаться, пока разрядятся конденсаторы шины постоянного тока (см. инструкцию по эксплуатации ПЧ). Время, необходимое на их разрядку составляет 10–15 мин. Ознакомьтесь со структурной схемой ПЧ, представленной в инструкции по эксплуатации.

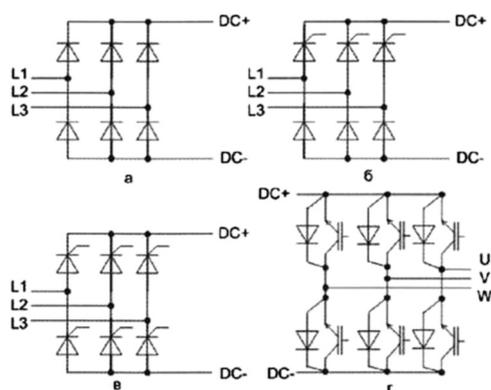


Рис. 5. Типы мостов (а – неуправляемый, б – полууправляемый, в – управляемый, г – инвертор)

Для проверки силовых цепей необходимо установить мультиметр в режим прозвонки диодов. Соедините «—» мультиметра и клемму «+» частотного преобразователя, затем поочередно установите «+» мультиметра на клеммы L1, L2, L3, U, V, W. В данном случае P–N-переход диодов будет открыт и показания мультиметра будут 0,3...0,6 В. Теперь соедините «+» мультиметра и «+» преобразователя, а «—» мульти-

метра поочередно соедините с клеммами L1, L2, L3, U, V, W. В данном случае переходы диодов закрыты и мультиметр показывает обрыв. Аналогично проверьте второе плечо инвертора и выпрямителя (сначала «+», а потом «—» мультиметра на клемму «—» преобразователя частоты). Результаты проверки сравните с результатами в таблице.

Результаты могут отличаться лишь в том случае, когда используется управляемый или полууправляемый входной мост. При проверке управляемого моста (рис. 5в) все комбинации измерений будут показывать ∞ (обрыв). Если же проверяется полууправляемый мост (рис. 5б), то (обрыв) будет только в том плече, где установлены тиристоры, обычно это положительное плечо.

Если показания мультиметра не соответствуют приведенным в таблице 1, то это говорит о том, что имеются повреждения силовой части, поэтому следует обратиться в службу сервиса для обеспечения дальнейшей диагностики и ремонта ПЧ.

Методики, перечисленные выше, не дают однозначного заключения об исправности ПЧ, они лишь позволяют примерно определить неисправность на начальном уровне. Для точного определения причины выхода из строя и характера повреждений требуется проведение множества тестов с помощью специализированного оборудования. Такое оборудование должно быть в наличии в официальных региональных сервисных центрах.

Определить внутренние неисправности плат ПЧ значительно сложнее, и внешне эти неисправности могут не проявляться. Для этого в специальных условиях проводят тестирование плат и элементов ПЧ по отдельности. Самой сложной диагностикой является поиск плавающей неисправности, когда неисправность возникает периодически при определенных условиях или просто хаотично. Если источник возникновения неисправности определить не удастся, то производится превентивная замена плат и других компонентов.

Таблица 1

Регламент проверки силовых цепей преобразователей частоты

Проверяемый элемент	«+» мультиметра	«—» мультиметра	Показания мультиметра
Входной мост	Клеммы L1, L2, L3	Клемма «+» ПЧ	P–N-переход открыт
	Клемма «+» ПЧ	Клеммы L1, L2, L3	(обрыв)
	Клеммы L1, L2, L3	Клемма «—» ПЧ	(обрыв)
	Клемма «—» ПЧ	Клеммы L1, L2, L3	P–N-переход открыт
IGBT-транзисторы	Клеммы U, V, W	Клемма «+» ПЧ	P–N-переход открыт
	Клемма «+» ПЧ	Клеммы U, V, W	(обрыв)
	Клеммы U, V, W	Клемма «—» ПЧ	(обрыв)
	Клемма «—» ПЧ	Клеммы U, V, W	P–N-переход открыт

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

Заключение

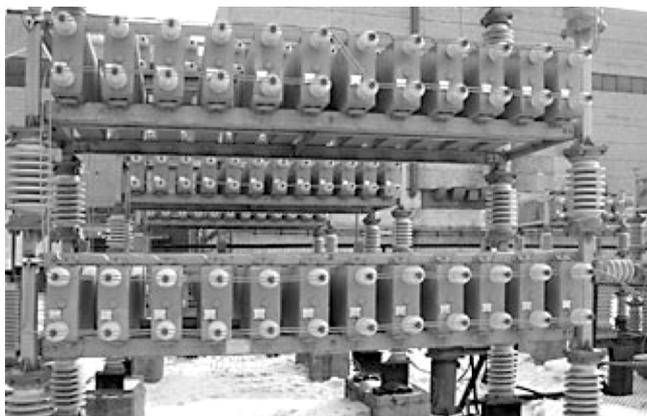
Подводя итоги, хотелось бы отметить основные тенденции развития приводной техники с точки зрения сервиса. В настоящее время каждый производитель стремится минимизировать габариты преобразователей частоты, а потому расположение компонентов и плат становится более плотным. Это негативно сказывается на возможностях сервисного обслуживания и, как следствие, приводит к более частым отказам оборудования в результате его неправильной эксплуатации. Кроме того, при возникновении каких-либо повреждений силовой части управляющая часть также частично разрушается, поэтому ремонт ПЧ мощностью до 4,0–7,5 кВт практически нецелесообразен. Основная проблема возникает в том случае, если необходимо переписать параметры из поврежденного прибора, т. к. это практически невозможно.

Преобразователи частоты большей мощности создаются по тем же принципам, что и раньше, поскольку довольно трудно добиться существенного уменьшения их размера. Изменению подлежат принципы построения систем защиты и управления, а также обновляется элементная база. Современные контроллеры плат управления ПЧ позволяют реализовать более точное регулирование. Преобразователи мощностью свыше 100 кВт все чаще строятся по модульному принципу, что значительно упрощает обслуживание и снижает стоимость системы в целом, благодаря возможности питания нескольких инверторов от одного выпрямителя.

Несмотря на изменение тенденций, усложнение систем и методов управления, необходимость в обслуживании будет требоваться всегда. Не стоит пренебрегать соответствующими рекомендациями производителей, так как именно своевременное и качественное обслуживание – залог длительной бесперебойной работы оборудования.



Рис. 6. Электроприводы на производстве



СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для рационального использования электроэнергии требуется обеспечить экономичные способы ее генерации, передачи и распределения с минимальными потерями. Для этого необходимо исключить из электрических сетей все факторы, приводящие к возникновению потерь. Одним из них является запаздывание фазы протекающего тока от напряжения при наличии индуктивной нагрузки, поскольку нагрузки в промышленных и бытовых электросетях носят обычно активно-индуктивный характер.

Назначение систем коррекции коэффициента мощности состоит в компенсации суммарного фазового сдвига путем внесения опережения по фазе. Это приводит к уменьшению протекающего по сетям тока и соответственно к снижению паразитных активных потерь в проводниках и распределительной сети. Необходимое опережение создается за счет подключения параллельно питающей сети конденсаторов. Для максимальной эффективности цепи коррекции она должна подключаться как можно ближе к индуктивной нагрузке.

Преимущества коррекции коэффициента мощности

♦ Период окупаемости от 8 до 24 месяцев за счет снижения стоимости электроэнергии. Коррекция уменьшает реактивную мощность в системе. Умень-

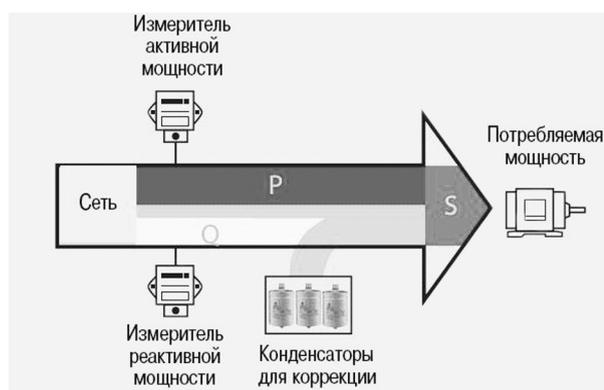


Рис. 1. Система коррекции коэффициента мощности

шается потребление электроэнергии и пропорционально снижается ее стоимость.

♦ Эффективное использование сетей. Высокий коэффициент мощности означает более эффективное использование распределительных сетей (большая полезная мощность протекает при той же суммарной мощности).

♦ Стабилизация напряжения.

♦ Меньшее падение напряжения.

♦ За счет снижения протекающего тока может быть уменьшено поперечное сечение кабеля. Либо в существующих системах по кабелю неизменного се-

чения может быть передана дополнительная мощность.

♦ Снижение потерь при передаче электроэнергии. Передающие и коммутирующие приборы работают с меньшим значением тока. Соответственно снижаются и омические потери.

Ключевые компоненты систем

компенсации реактивной мощности

Конденсаторы коррекции коэффициента мощности создают необходимое опережение по фазе протекающего тока, которое компенсирует отставание по фазе в цепях с индуктивной нагрузкой. Конденсаторы для цепей коррекции коэффициента мощности должны выдерживать большие пусковые токи ($> 100 \cdot I_R$), возникающие при коммутации конденсаторов. При параллельном подключении конденсаторов в батарее пусковые токи становятся еще выше ($> 150 \cdot I_R$), поскольку пусковой ток протекает не только от цепей питания, но и от подключенных параллельно конденсаторов.

Компания EPCOS AG выпускает конденсаторы напряжением от 230 до 800 В мощностью от 0,25 до 100 кВАр. В зависимости от условий эксплуатации она предлагает сухие или маслonaполненные конденсаторы.

Основными отличиями конденсаторов данного производителя являются:

♦ широкий диапазон рабочих температур $-40...+55^\circ\text{C}$ ($-40...+70^\circ\text{C}$ для конденсаторов MKV серии);

♦ выдерживают пусковые токи до $200 \cdot I_{\text{НОМ}}$ от номинального (до $300 \cdot I_{\text{НОМ}}$ для серии PhaseCap compact и до $500 \cdot I_{\text{НОМ}}$ для MKV серии);

♦ сроки службы конденсаторов от 100 000 ч до 300 000 ч (при температурном классе $-40/D$ по IEC 60831-1);

♦ для серии PhaseCap compact и MKV допустимое количество коммутаций 10 000 в год и 20 000 соответственно;

♦ размыкатель от избыточного давления срабатывает по всем 3 фазам, исключая полностью возможность попадания потенциала на корпус конденсатора;

♦ допускается эксплуатация до уровня 4000 м над уровнем моря;

♦ естественно, технология самовосстановления, волновой обрезки и т.д. присутствует.

Контроллеры

Современные контроллеры коррекции коэффициента мощности строятся на основе микропроцессоров. Микропроцессор анализирует сигнал от трансформатора тока и подает команды на управление батареями конденсаторов, подключая или отключая отдельные конденсаторы или целые батареи. Интеллектуальное управление корректирующими конденсаторами позволяет не только обеспечить максимально полную загрузку батарей конденсаторов, но и минимизировать количество операций по коммутации и таким образом оптимизировать срок службы батареи конденсаторов.

В линейке продуктов компании EPCOS AG имеются контроллеры 4-, 6- (7-), 12- (13-)-ступенчатые для управления как электромеханическими, так и тиристорными контакторами. Имеются и комбинированные версии, способные коммутировать оба типа контакторов одновременно. По требованию заказчика контроллеры оборудуются интерфейсом для подключения к компьютеру или системе АСКУЭ.

Основными отличиями контроллеров данного производителя являются:

♦ русскоязычное текстово-цифровое меню;

♦ жидкокристаллический дисплей, прекрасно работающий при низких температурах;

♦ есть подсветка дисплея;

♦ фиксирование и хранение основных параметров, которые влияют на срок службы конденсаторов (перенапряжения, повышения температур, гармоники тока и напряжения по 19-ю включительно, количество включений и время работы каждой ступени);

♦ имеет функции защиты и отключения системы компенсации при превышении параметров, которые влияют на срок службы конденсаторов, и многое другое.

Коммутирующие устройства

Электромеханические или тиристорные контакторы используются для коммутации конденсаторов в стандартных системах коррекции или конденсаторов и дросселей в расстроенных системах. Коммутация в силовых цепях осуществляется либо при помощи механических контактов, либо за счет использования полупроводниковых приборов. Электронная коммутация предпочтительнее, особенно при необходимости осуществления быстрой коммутации в системах динамической коррекции. Например, если основная нагрузка в электросети – это сварочные аппараты.

Электромеханические контакторы производства EPCOS AG выпускаются на мощности до 100 кВАр. Тиристорные же контакторы имеют самую широкую линейку на сегодняшний день: 10 кВАр, 25 кВАр, 50 кВАр, 100 кВАр, 200 кВАр на напряжение 400 В и 50 кВАр и 200 кВАр для работы в сетях 690 В.

Дроссели

В сетях распределения электроэнергии часто присутствуют гармонические искажения, вызванные использованием современных электронных приборов, создающих нелинейную нагрузку. Такими приборами могут быть, например, управляемые электроприводы, источники бесперебойного питания, электронные балласты, сварочные аппараты и т. д. Гармоники могут быть опасны для конденсаторов в цепях коррекции, особенно если конденсаторы работают на резонансной частоте. Включение дросселя последовательно с корректирующим конденсатором позволяет несколько отстроить частоту резонанса в системе и избежать ее возможного повреждения. Особенно критичными являются 5-я и 7-я гармоники (250 и 350 Гц в сети 50 Гц). Расстроенные ступени конденсаторов позволяют снизить гармонические искажения в цепях

электропитания. Ряд дросселей от EPCOS AG имеют мощности от 10 до 200 кВАр.

Аксессуары

В линейке продуктов EPCOS AG имеются также аксессуары для построения систем коррекции реактивной мощности по специальным требованиям:

- ◆ защитные колпаки и корпуса для увеличения степени защиты конденсаторов вплоть до IP64;
- ◆ разрядные дроссели, позволяющие сделать быстрое действие системы коррекции реактивной мощности порядка 1 с, не уменьшая при этом срок службы конденсаторов и специальные разрядные резисторы, и дроссели для систем с тиристорными контакторами;
- ◆ устройства, позволяющие в отличие от суммирующего трансформатора управлять сразу системой из 4 систем коррекции;
- ◆ адаптеры для подключения контроллера к линейному напряжению.

Основные 13 факторов построения корректора

На это стоит обратить внимание при проектировании или правильном выборе установки для себя.

1. Определите необходимую эффективную мощность (кВАр) конденсатора для коррекции коэффициента мощности.

2. Разработайте батарею конденсаторов таким образом, чтобы обеспечить ступенчатость переключения емкости в 15...20% от необходимой мощности. Нет необходимости обеспечивать коммутацию конденсаторов ступенями по 5% или 10%, поскольку это приведет только к большой частоте коммутаций, но не скажется заметно на величине коэффициента мощности.

3. Попробуйте разработать батарею конденсаторов со стандартными значениями дискретности, желательно кратными 25 кВАр.

4. Не забудьте соблюсти минимальные допустимые расстояния между конденсаторами (20 мм) и защитить их экранами или достаточным расстоянием от нагрева со стороны других элементов системы.

5. Температура в районе установки конденсаторов не должна превышать 35°C. Иначе их срок службы сократится.

Помните, длительный нагрев конденсатора всего на 7°C выше нормы сокращает его срок службы в 2 раза!

6. Измерьте существующие в питающем кабеле токи гармоник при отсутствии конденсатора коррекции и при различных нагрузках. Определите частоту и максимальную амплитуду каждой из присутствующих гармоник.

Вычислите суммарный коэффициент гармоник тока по формуле:

$$THD_{(I)} = 100 \cdot \text{SQR} \cdot [(I_3)^2 + (I_5)^2 + \dots + (I_n)^2] / I_1$$

7. Вычислите отдельные коэффициенты каждой из гармоник: $THD_{(I_n)} = 100 \cdot I_n / I_1$.

8. Измерьте наличие гармоник напряжения питания снаружи системы. Если возможно, то измерьте их

на высоковольтной стороне.

Вычислите суммарный коэффициент гармоник напряжения по формуле:

$$THD_{(V)} = 100 \cdot \text{SQR} \cdot [(V_3)^2 + (V_5)^2 + \dots + (V_n)^2] / V_1$$

9. Уровень гармоник (измеренный без конденсатора) выше или ниже $THD - I > 10\%$ или $THD - V > 3\%$.

Если ДА, то используйте корректор с расстроенным фильтром и перейдите к шагу 7.

Если НЕТ, то используйте стандартный корректор и пропустите шаги 10, 11 и 12.

10. Уровень 3-й гармоники тока $I_3 > 0,2 \cdot I_5$?

Если ДА, то используйте фильтр с $p = 14\%$ и пропустите шаг 8.

Если НЕТ, то используйте фильтр с $p = 7\%$ или $5,67\%$ и перейдите к шагу 8.

11. Если $THD_{(V)} = 3...7\%$ – нужен фильтр с $p = 7\%$, $> 7\%$ – нужен фильтр с $p = 5,67\%$,

$> 10\%$ – требуется специальная конструкция фильтра. Обращайтесь в представительство компании EPCOS AG в России и странах СНГ.

Не экономьте на дросселях при наличии гармоник в электросети! Как показывает практика, данная «экономия» приведет к выходу из строя конденсаторов в течение 6–10 месяцев! Замена конденсаторов с учетом стоимости монтажа обойдется в те же деньги, которые пойдут на изначальную установку дросселей!

12. Подберите подходящие компоненты, используя разработанные EPCOS таблицы (или помощь специалистов представительства компании) для корректоров с расстроенным фильтром и стандартные значения эффективной мощности, сетевого напряжения, частоты и определенного ранее коэффициента p . Пользуйтесь всегда только подлинными компонентами EPCOS, предназначенными для построения корректоров коэффициента мощности с расстроенным фильтром. Пожалуйста, отметьте, что дроссели специфицируются по их эффективной мощности для выбранного значения напряжения и частоты питающей сети. Эта мощность представляет собой эффективную мощность LC-цепи на основной частоте колебаний. Номинальное напряжение конденсаторов расстроенного фильтра должно быть выше напряжения питания, поскольку последовательное включение индуктивности приведет к возникновению перенапряжения. Контактные конденсаторы разрабатываются специально для надежной работы с емкостной нагрузкой и должны обеспечивать пониженный пусковой ток.

13. В качестве устройств защиты от короткого замыкания могут использоваться плавкие или автоматические электромагнитные предохранители. Плавкие предохранители не защищают конденсаторы от перегрузки. Они служат только для защиты от короткого замыкания. Ток срабатывания плавкого предохранителя должен превышать номинальный ток конденсатора в 1,6...1,8 раза.

**По материалам компании ООО «Дискон»
Электронные компоненты**



ТЕХНОЛОГИИ СБОРА ДАННЫХ С ПРИБОРОВ УЧЕТА ТЕПЛА

После монтажа теплосчетчика необходимо обеспечить возможность оперативного и регулярного снятия показаний с него. В тех случаях, когда собирать данные нужно с 10–15 приборов учета, затруднений обычно не возникает. Но уже сейчас большинство специалистов сталкиваются с увеличением количества обслуживаемых приборов, что требует организации автоматического сбора показаний. К тому же система диспетчеризации становится большим подспорьем в мониторинге сетей теплоснабжения. О выборе оптимальной технологии сбора и передачи данных пойдет речь ниже.

На сегодняшний день в России преобладает практика ручного сбора данных с приборов учета. Тепловые компании содержат штат контролеров и инспекторов (а иногда это десятки человек), которые обходят объекты и фиксируют показания счетчиков. Затем полученные данные нужно внести в базу данных. Делается это опять же вручную операторами расчетных центров. Подобный подход имеет ряд очевидных недостатков.

Во-первых, регулярные обходы всех объектов, оборудованных приборами учета, требуют немало времени. Во-вторых, ручной сбор и ввод данных подразумевают вероятность ошибок. В-третьих, в силу различных причин доступ к приборам учета для визуального контроля может быть ограничен. Наконец,

многие специалисты справедливо считают это основным недостатком ручного сбора, он не позволяет осуществлять мониторинг состояния теплосетей в режиме реального времени.

Внедрение систем автоматического считывания показаний создает условия для оптимизации затрат на обслуживание тепловых сетей. К тому же, будучи объединены в единую сеть, приборы учета позволяют получать данные о расходе тепла и параметрах теплоносителя на различных участках сети одновременно. Это помогает тепловой компании исключить дисбаланс в ее работе и оптимизировать гидравлику. Отслеживая «аномальные» изменения показаний приборов, можно оперативно выявлять аварийные участки сети, на которых возникают отклонения. Вместо устных и нерегулярных отчетов обходчиков диспетчер получает возможность наблюдать за состоянием своего участка сети на экране монитора. Но для этого нужно, чтобы счетчики «выходили на связь» не реже, чем ежесуточно, еще лучше, если они постоянно будут online.

Автоматический сбор данных с приборов учета облегчает работу не только специалистов тепловых сетей, но и организаций, обслуживающих тепловые пункты, а также управляющих компаний жилой и коммерческой недвижимости. Такие решения широко используются в Европе, находят они применение и в нашей стране. Например, в подмосковном городе

Долгопрудном приборы учета Kamstrup, тепловая автоматика и насосное оборудование нескольких ИТП и ЦТП подключены к системе удаленного контроля и снятия показаний. «Обслуживание тепловых пунктов, не оборудованных системами диспетчеризации, требует регулярных обходов. Для нашей компании оказалось выгоднее организовать удаленный сбор данных, чем держать целый штат обходчиков. Сейчас один специалист видит на мониторе компьютера все необходимые параметры и в случае надобности может быстро внести изменения в работу тепловой сети, например скорректировать температуру теплоносителя. Для жильцов важно, что их заявки выполняются быстро. Кроме того, отсутствие утечек и перетопов экономит тепло, а значит, сокращает расходы на оплату отопления», — объясняет Владимир Литвишков, директор компании «Теплоперспектива», обслуживающей тепловые пункты.

Главное условие, необходимое для реализации сетевых решений, — возможность включения приборов учета в систему диспетчеризации, а также гарантия их надежности и бесперебойной работы. Без этого любая схема сбора данных будет нефункциональна. Лучше всего, если счетчик допускает в случае необходимости (например, при расширении или модернизации сети) переход на любой из применяемых сегодня способов передачи информации. Осуществить это позволяют современные вычислители с модульной архитектурой, например MULTICAL® 601 (рис. 1).



Рис. 1. Вычислитель с модульной архитектурой

Как отмечает Кирилл Ключин, технический специалист компании Kamstrup, ведущего мирового производителя и поставщика системных решений в энергоучете, «вычислители позволяют проводить модернизацию системы диспетчеризации без дополнительного перепрограммирования. Счетчики просто укомплектовываются другим модулем передачи данных, например, для связи по наиболее современному на сегодняшний день протоколу LON или по радиоканалу».

Выбор уместен

Выбор технологии сбора и передачи данных зависит от задач, которые ей предстоит решать. Попробуем разобраться в многообразии используемых сегодня в России способов объединения приборов учета в сеть.

Для жилых домов с поквартирным учетом тепла идеальным решением на сегодня является технология связи по протоколу M-Bus. Для коммутации приборов в этом случае используется двухжильный кабель, аналогичный телефонному, подключение осуществляется по параллельной схеме. Достоинствами решения являются невысокая стоимость его реализации и независимое питание сетевого контроллера. К одному концентратору (M-Bus Master) можно подключить до 250 приборов учета. К недостаткам следует отнести ограничение на общую длину шины, невысокую скорость, вызванную тем, что счетчики опрашиваются последовательно, а также ограничения по стандарту данных. Подобная схема была реализована при организации системы теплоснабжения нового жилого дома на ул. Чайковского в Ярославле. Как считает Игорь Рачков, специалист компании «Кройс», осуществлявшей наладку системы учета в здании, «сегодня не существует технологии, которая была бы удобнее и дешевле для поквартирного учета, чем M-Bus». Данные с 61 прибора учета, установленного в квартирах и магазинах, расположенных на первом этаже здания, поступают с заданным интервалом на компьютер диспетчера. В соответствии с показаниями плата за отопление легко распределяется между собственниками помещений.

На объектах со сложной технической инфраструктурой все более широкое применение находит гибкая сетевая платформа LonWorks, созданная в 1988 году компанией Echelon. Это решение на базе универсальной высокоскоростной шины, позволяющей осуществлять управление самыми разными инженерными системами. Его безусловными достоинствами являются скорость передачи данных, отсутствие серьезных (для локального применения) ограничений на протяженность сети, а также возможность для использования в различных целях — от дистанционного управления электродвигателями до автоматизации охраняемых систем. В сущности, платформа была разработана для применения в так называемых интеллектуальных зданиях. Она позволяет диспетчеру постоянно держать руку на пульсе системы теплоснабжения. Конечно, организация сети LonWorks обойдется существенно дороже, а для ее обслуживания требуется персонал, имеющий специальную подготовку. Однако, поскольку эксплуатировать сеть могут сразу несколько служб, такой вариант представляется оптимальным для больших торговых или офисных комплексов, а также крупных предприятий. Подобное решение было использовано в системе учета ресурсов башни «Федерация» делового центра

«Москва-Сити». 82 теплосчетчика и 41 электросчетчик в апартаментах здания, имеющих общую площадь более 9 тысяч м², передают данные на диспетчерский пульт ежеминутно.

Все большую популярность в Европе приобретает использование высокочастотной радиосвязи для удаленного считывания показаний с приборов учета. Так, тепловычислитель MULTICAL® 601 предполагает использование встроенного беспроводного роутера, обеспечивающего его работу в составе единой сети. В России эта технология пока не получила распространения. Среди основных причин можно выделить характер застройки. Если в Европе преобладает плотное частное малоэтажное строительство, то у нас в городах возводятся в основном многоквартирные жилые дома, что объясняет меньшую плотность расположения узлов учета. Кроме того, обилие высотных железобетонных строений уменьшает радиус действия передатчиков примерно в 2–2,5 раза. Однако застройка пригородов крупных городов коттеджными поселками, перевод небольших малоэтажных жилых поселков на централизованное теплоснабжение от локальных комбинированных источников, например мини-ТЭЦ, могут сделать радиосбор данных актуальным и для нашей страны.

Также для дистанционного считывания показаний приборов могут использоваться каналы модемной связи или местные кабельные сети. Ограничения, связанные с этими двумя методами, очевидны: в первом случае необходимо подключение к телефонной линии, во втором – зависимость от возможных сбоев и аварий в сети местного провайдера, что, к сожалению, у нас сегодня не редкость.

Кроме того, в некоторых случаях (например, для отдельно стоящего домовладения) целесообразно применять передачу данных с помощью GSM-канала. Но это скорее исключение, т.к. сетевые решения подразумевают высокую плотность концентрации абонентов.

Решения для тепловых компаний

Конечно, создание разветвленной автоматической системы диспетчеризации – задача непростая, требующая определенных затрат и времени. Нужно отметить, что сегодня существуют оригинальные и экономичные решения, позволяющие оптимизировать процесс ручного сбора данных и значительно снизить влияние человеческого фактора.

Так, сбор данных по радиоканалу может быть организован и с меньшими затратами, без построения сети. Например, с помощью ручного терминала MULTITERM® WorkAbout (рис. 2), являющегося частью радиосистемы, разработанной компанией Kamstrup.

Терминал позволяет в автоматическом режиме опросить до нескольких тысяч приборов учета. Один инспектор, заменяющий десятки контролеров, может просто объезжать нужный район на автомобиле – прекрасное решение для тепловой компании. Теплосчетчики в этом случае снабжаются радиомодулем,

обеспечивающим возможность дистанционного опроса. Связь происходит на нелегализуемой частоте около 4,3 МГц, той же самой, что используется в системах автомобильной сигнализации. Сигналы малой мощности, которыми терминал обменивается с теплосчетчиком, не представляют опасности для человека и окружающей среды. Причем контакт может осуществляться на расстоянии до 500 метров.

Интересный вариант сбора показаний был найден одной из тепловых компаний в Дании. В третьем по величине городе страны Оденсе, получившем мировую известность благодаря родившемуся здесь Г.Х. Андерсену, показания счетчиков снимают... мусорщики. На мусороуборочных машинах устанавливают радиотерминалы. Объезжая ежедневно свой район, мусорщики заодно собирают данные о расходе тепловой энергии, которые передают в конце смены на диспетчерский пункт. Таким образом получают данные более чем с 20 тыс. объектов. Просто и элегантно – совсем как в произведениях великого сказочника.

Еще один недорогой способ оптимизации процесса снятия показаний также предусмотрен конструкцией уже упомянутого выше тепловычислителя MULTICAL® 601. Речь идет о возможности быстрого считывания архивов с помощью оптической головки, например, подключенной к ноутбуку. Кстати, существуют и универсальные решения. Например, ручной терминал MULTITERM® Pro, с помощью которого можно снимать данные не только по радио, но и через оптический разъем, а также заносить их вручную. Такой многофункциональный прибор, объединяющий в себе различные инструменты для сбора данных, позволяет проводить модернизацию системы учета в течение длительного времени, не испытывая при этом каких-либо неудобств.

Подводя итог, можно отметить, что сетевые решения и технологии дистанционного сбора данных решают сразу несколько задач. Во-первых, их применение позволяет оптимизировать затраты на обслуживание теплосетей. Во-вторых, оно делает возможным мониторинг их работы на всех участках. Наконец, при выборе оптимального способа передачи данных система диспетчеризации удобна и сокращает расходы обслуживающей организации. А выпускаемое сегодня современное оборудование поможет преодолеть любые технические преграды на пути прогресса в коммунальном хозяйстве.

Пресс-служба Kamstrup



Рис. 2. Ручной терминал MULTITERM®



СКОРОСТНЫЕ ВИНТОВЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ: СОВЕРШЕНСТВО КОНСТРУКЦИИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Мониторинг вновь создаваемых генерирующих компаний и промышленных предприятий, обладающих собственными энергетическими источниками и занимающихся производством тепловой и электрической энергии, показывает практически полную повсеместную изношенность теплообменного оборудования.

Традиционные кожухотрубчатые аппараты по сегодняшним меркам недостаточно эффективны и надежны.

К их основным недостаткам относятся:

- ◆ низкая интенсивность процесса теплообмена и предрасположенность к загрязнению теплообменных поверхностей;
- ◆ низкая степень механической прочности и устойчивости к возможным гидравлическим ударам и вибрациям;
- ◆ необходимость автоматического поддержания определенного уровня конденсата в сосуде;
- ◆ необходимость применения эффективной системы отсоса неконденсирующихся газов;
- ◆ значительные габариты аппаратов;
- ◆ низкая ремонтпригодность аппаратов.

Гидродинамические режимы работы традиционных водоводяных и пароводяных подогревателей не обеспечивают достаточной интенсивности процессов теплообмена. В сочетании со склонностью к образованию накипи или отложений это ведет к быстрой утрате эксплуатационных характеристик и требует существенного (до 30–50%) резервирования теплообменных поверхностей, никак не связанного с наращиванием теплогенерирующих мощностей.

По экспертным оценкам до 60% механических повреждений традиционных подогревателей происходит при гидравлических ударах и вибрациях. При включении аппарата или при изменении нагрузки, а также при работе аппарата в режиме, вызывающем вибрацию трубной системы, часто нарушается герметичность крепления труб в трубных решетках, что приводит к изменению жесткости конденсата в аппарате и отрицательно сказывается на всем водно-химическом режиме станции.

Необходимость постоянного поддержания определенного уровня конденсата в подогревателе предполагает установку на каждом аппарате автоматического регулятора уровня. Диапазон нагрузок, при

которых уровень конденсата поддерживается автоматически, весьма узок и не включает в себя переходные режимы.

Обязательное применение эффективной системы отсоса неконденсирующихся газов, сокращающих активную теплообменную поверхность традиционных подогревателей, – это отдельная большая проблема, до сих пор окончательно не решенная.

Наличие в паровом пространстве подогревателей конструктивно обусловленных застойных, слабо вентилируемых зон располагает к загрязнению теплообменной поверхности накипью или отложениями.

Ремонт и чистка стандартных подогревателей весьма трудоемки, требуют специальных площадей и оборудования, достаточной квалификации ремонтного персонала и плохо поддаются механизации.

Перечисленные особенности традиционных кожухотрубчатых теплообменных аппаратов относятся как к подогревателям теплосети и горячего водоснабжения, так и к подогревателям регенеративного цикла ТЭС.

При этом если для системы регенерации можно искать альтернативу в семействе контактных подогревателей, то для теплофикации такой возможности нет, поскольку в этом случае разделительная стенка между теплоносителями внутреннего цикла и теплосети должна остаться.

Зачастую основной причиной недостаточной эффективности традиционных подогревателей называется низкая культура их эксплуатации, отдельные составляющие которой, рассмотренные выше, позволяют сделать вывод, что поддержание должного уровня процесса эксплуатации теплообменников – дело довольно дорогостоящее, в значительной мере определяющееся конструктивными особенностями аппаратов и заложенными в них техническими решениями.

Острейшая потребность в повышении эффективности энергетического производства не позволяет рассматривать традиционный тип теплообменных аппаратов как перспективный не только для вновь строящихся и реконструируемых станций, но и для простой замены физически изношенных аппаратов в составе действующих производств.

На сегодняшний день специалистами ЗАО «ТПО «Уралпромоборудование» и ФГУП «УНИХИМ с ОЗ» разработана собственная методика, на основании которой изготавливаются скоростные винтовые подогреватели (далее – СВ-подогреватели), лишенные перечисленных недостатков традиционных кожухотрубчатых аппаратов, обеспечивающие как высокую интенсивность теплообмена, так и устойчивое сохранение эксплуатационных характеристик на протяжении всего срока службы.

Водоводяные и пароводяные СВ-подогреватели представляют собой кожухотрубчатые теплообменные аппараты с оригинальным трубным пучком,

обладающим уникальной системой перегородок, благодаря которой движение среды в межтрубном пространстве осуществляется по винтовой траектории.

СВ-подогреватели работают по принципу идеального вытеснения, исключая образование застойных зон и обратный ход неконденсирующихся газов, обеспечивая их движение по винту вместе с конденсатом и принудительное удаление из кожуха через выходной патрубок. В поперечном сечении по всей длине аппарата теплоноситель движется в межтрубном пространстве со скоростью, меняющейся в строго заданном диапазоне, который определяется на стадии проектирования в зависимости от степени загрязненности среды и исключает образование отложений на теплообменной поверхности. Использование в СВ-подогревателях нержавеющей труб большого диаметра – 20, 25 и даже 32 мм, в зависимости от свойств конкретных рабочих сред, обеспечивает специфический гидродинамический режим, отличающийся высокой интенсивностью теплопередачи и создающий на теплообменных поверхностях эффект самоочистки.

Высокая прочность и герметичность крепления теплообменных труб в трубных решетках создается за счет аргонодуговой сварки и развальцовки. Опора труб по всей длине аппарата на поперечные перегородки исключает их провисание и потерю устойчивости при переходных режимах, что в сочетании с собственной демпфирующей способностью винтового движения теплоносителя обеспечивает абсолютное гашение вибраций и пульсаций давления при гидравлических ударах.

Весь пар полностью конденсируется в аппарате, а конденсат охлаждается до заданной температуры в зависимости от степени нагрева воды.

Высокая интенсивность теплообмена, которая характеризуется коэффициентом теплопередачи, достигающим $5000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \times \text{К})$, обеспечивает компактность аппаратов и значительное сокращение площадей для их установки, что освобождает место для наращивания мощности ТЭС или рационализации ее тепловой схемы.

Скоростные винтовые подогреватели уже более десяти лет широко применяются на предприятиях Свердловской и Тюменской областей. Они хорошо зарекомендовали себя в самых различных отраслях производства: более ста аппаратов с различными теплотехническими характеристиками эксплуатируются в черной и цветной металлургии, в химической промышленности и энергетике.

Таким образом, на основе собственной методики проектирования теплообменного оборудования специалистами ФГУП «УНИХИМ с ОЗ» и ЗАО «ТПО «Уралпромоборудование» выпускаются оригинальные скоростные винтовые подогреватели, лишенные специфических недостатков традиционных аппа-

ратов и обладающие неоспоримыми достоинствами, такими как:

- ♦ высокий коэффициент теплопередачи;
- ♦ эффект самоочищения теплообменной поверхности;
- ♦ абсолютная устойчивость к воздействию гидравлических ударов и вибраций;
- ♦ отсутствие потребности в системах регулирования уровня конденсата и отвода неконденсирующихся газов;
- ♦ устойчивое сохранение эксплуатационных характеристик;
- ♦ отсутствие затрат на чистку и ремонт;
- ♦ минимальные требования к культуре их эксплуатации;
- ♦ компактность габаритов;
- ♦ оптимальная первоначальная стоимость и минимальные эксплуатационные издержки, составляющие «цену владения»;
- ♦ короткий срок окупаемости.

Скоростные винтовые подогреватели представляют собой достойную замену для физически и морально устаревших аппаратов при ремонте, реконструкции и новом строительстве энергетических объектов.

Исходя из того обстоятельства, что свойства и параметры рабочих сред определяются конкретными условиями эксплуатации, единственным способом влияния на эффективность работы теплообменного оборудования является создание условий для оптимального гидродинамического режима.

Нетрудно заметить, что организация потоков рабочих сред в многочисленных конструкциях стандартных теплообменников далека от совершенства, поэтому интенсифицировать процесс теплообмена можно за счет:

- ♦ обеспечения оптимального увеличения скоростей потоков рабочих сред;
- ♦ сохранения однородности потоков рабочих сред на всем протяжении теплообменного тракта;
- ♦ организации поперечно-винтового режима омывания теплообменных труб.

Перечисленные приемы успешно применяются в аппаратах с винтовым движением потока среды в межтрубном пространстве, когда весь поток «зажат» между двумя соседними дисковыми перегородками и движется по спирали вокруг продольной оси аппарата.

То есть одно только увеличение скорости потока обеспечивает рост коэффициента теплоотдачи на 52%. Сравнение стандартного теплообменника со скоростным винтовым показывает, что количество теплообменных труб, омываемых поперечно, возрастает с 54 до 84%. В типовой конструкции, где зона перетоков с продольным омыванием труб составляет 46%, реальный коэффициент теплоотдачи равен не более 77% от расчетного. В скоростной винтовой кон-

струкции, учитывая сокращение зоны перетоков до 16%, реальное значение коэффициента теплоотдачи возрастает до 92%.

Таким образом, применение скоростных винтовых конструкций позволяет увеличить коэффициент теплопередачи более чем на треть, а в некоторых случаях и в полтора-два раза, то есть до $4000 \div 5000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \times \text{К})$. На практике это позволяет снизить габариты применяемого оборудования или углубить процесс теплообмена там, где эксплуатация стандартного аппарата уже показала его недостаточную эффективность. Кроме того, исключается всякая возможность образования отложений на теплообменных поверхностях. Вихри, воздействующие на пристенный слой рабочей среды, не позволяют взвешенным частицам осесть на поверхности теплообменных труб, срывают их и уносятся с потоком. Все предлагаемые решения характеризуются отсутствием застойных зон, которые в стандартной конструкции существенно влияют на интенсивность теплообмена и даже создают предпосылки для перегрева и разрушения теплообменных труб.

Эксплуатация пластинчатых теплообменников в условиях отечественной практики часто оборачивается для потребителя неожиданно высокими затратами на многократные переборки и чистки аппаратов, а также на замену разрушающихся из-за этого уплотнительных прокладок. Помимо загрязненности рабочей среды, причиной быстрой утраты пластинчатыми аппаратами эксплуатационных характеристик являются особенности их конструкции. Высокий коэффициент теплопередачи, достигаемый в пластинчатых теплообменниках, является результатом значительного снижения термического сопротивления теплообменной стенки. Пластины из нержавеющей стали толщиной в десятые доли миллиметра позволяют поднимать коэффициент теплопередачи до $7500 \div 8000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \times \text{К})$, но такое возможно только на абсолютно чистой теплообменной поверхности. Образование даже минимального слоя накипи или отложений, обладающих коэффициентом теплопроводности в десятки раз более низким, чем у материала пластин, приводит к многократному росту термического сопротивления теплопередающей стенки и резкому падению коэффициента теплопередачи, после чего аппараты уже не обеспечивают заданный теплосъем. Отсюда возникает необходимость в регулярных остановках, чистках, заменах прокладок и пластин.

Скоростные винтовые теплообменники по сравнению с пластинчатыми обладают тем преимуществом, что образование аналогичного слоя накипи или отложений не создает для них столь катастрофических последствий. Имея более существенное собственное термическое сопротивление стенки, они оказываются менее чувствительными к его увеличению. В результате чего их работоспособность сохраняется на протя-

**МИНИ-ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ
1,2 МВт ВВЕДЕНА
В СТРОЙ
НА ОСИПОВИЧСКОМ
ПХГ В БЕЛАРУСИ**

В Беларуси на Осиповичском подземном хранилище газа (ПХГ) введена в эксплуатацию мини-ТЭЦ мощностью 1,2 МВт, сообщили в пресс-службе ОАО «Белтрансгаз».

Проект реализован в соответствии с республиканской программой энергосбережения, одним из важных направлений которой является внедрение высокоэффективных когенерационных установок, совместно вырабатывающих тепловую и электрическую энергию.

Как рассказали в «Белтрансгазе», особенностью введенной станции является то, что она функционирует на отходах производства подземного газохранилища – на утилизируемом природном газе. Работа этой мини-ТЭЦ позволяет на промплощадке Осиповичского управления магистральных газопроводов полностью заместить потребляемую покупную электроэнергию, отметили на предприятии. Кроме того, обеспечиваются потребности в тепловой энергии.

Осиповичское подземное хранилище газа (Могилёвская область) введено в эксплуатацию в 1976 году. Объем активного газа этого ПХГ составляет 360 млн м³, суточная производительность – 4 млн м³.

www.belta.by

жении длительного периода эксплуатации без остановок для чистки. Кроме того, следует иметь в виду ярко выраженный эффект самоочистки теплообменной поверхности скоростных винтовых аппаратов, возникающий при вихревом пульсационном гидродинамическом режиме движения рабочих сред. Таким образом, применение скоростных винтовых теплообменников наиболее обоснованно именно там, где эксплуатация пластинчатых аппаратов затруднена или невозможна.

Многолетняя практическая эксплуатация скоростного винтового теплообменного оборудования на десятках предприятий энергетики, металлургии, химической, нефтехимической и газонефтеперерабатывающей промышленности дала положительные результаты.

◆ Для предприятий коммунальной энергетики разработаны 37 основных модификаций типовых конструкций водоподогревателей систем отопления и горячего водоснабжения. Компактные и высокоэффективные водоподогреватели используются взамен стандартных и пластинчатых аппаратов, обеспечивая устойчивую и надежную работу объектов теплоснабжения. При этом коэффициент теплопередачи (КТП) достигает 4000 ÷ 5000 Вт/(м²×К).

◆ Эффективные скоростные винтовые аппараты, обеспечивающие полную и глубокую конденсацию пара и охлаждение конденсата, нашли широкое применение в пароводяных подогревателях энергетических установок, отличающихся компактностью, работающих интенсивно, сохраняющих эксплуатационные характеристики неизменными на протяжении нескольких отопительных сезонов подряд, устойчивых к вибрациям и гидравлическим ударам. Замена традиционных трубных пучков в подогревателях сетевой воды на скоростные винтовые позволяет увеличить теплопроизводительность существующих агрегатов в 1,5 раза, что обеспечивает значительный рост производства тепловой энергии (КТП достигает 5000 Вт/(м²×К).

◆ Созданы эффективные и надежные аппараты для работы с высоковязкими средами, такими, например, как машинные масла. Наряду с достаточно чистыми продуктами винтовые маслоохладители успешно работают с закалочными средами металлургических производств (КТП достигает 1500 Вт/(м²×К).

◆ В скоростных винтовых аппаратах с максимальной эффективностью происходят технологические процессы теплообмена между средами, содержащими в своем составе значительное количество взвешенного абразивного вещества. Например, пульпо-пульповый подогреватель для глиноземного производства показал коэффициент теплопередачи на уровне 2400 Вт/(м²×К).

◆ Реализация скоростного винтового метода в кипяильниках и выпарных аппаратах обеспечивает глубокую конденсацию как первичного, так и вторичных паров, высокий коэффициент теплопередачи и интенсивность технологических процессов кипячения и выпаривания.

Таким образом, на основе высокой интенсификации процесса теплообмена и явно выраженного эффекта самоочистки теплообменной поверхности в скоростных винтовых аппаратах кожухотрубчатые теплообменники обретают новую жизнь.

По материалам журнала «Технадзор»



Л. Деларме,
технический отдел
концерна Grundfos

ОБСЛУЖИВАНИЕ И МОНИТОРИНГ КАНАЛИЗАЦИОННЫХ НАСОСОВ

Анализ различных аспектов обслуживания и мониторинга является хорошим инструментом для оценки доли затрат на сервис насосов в общей стоимости их жизненного цикла. При выборе насоса не всегда анализируется стоимость его обслуживания; на самом деле этот анализ должен охватывать условия, в которых насос работает, возраст насоса, условия перекачки, а также компетентность персонала и средства контроля и мониторинга. Более того, подобный анализ позволит оптимизировать работы по обслуживанию и, как следствие, затраты.

Предварительная оценка

Стоимость обслуживания маленьких насосов в течение их срока службы весьма близка к стоимости их энергопотребления и составляет порядка 40% от стоимости жизненного цикла. Что касается крупных насосов, то на их обслуживание приходится порядка 10%, в то время как на энергозатраты – около 85%. Логично, что перекачка больших объемов жидкости является весьма энергозатратной, вот почему у крупных насосов столь большое внимание уделяется мониторингу.

Каков уровень обслуживания небольших канализационных насосов?

Обычно маленькие насосы, установленные в сети КНС, рассматриваются как «расходный мате-

риал». Их надежность должна быть столь высока, чтобы обслуживание сводилось лишь к проверке состояния решетки (корзины) перед насосом, а также токов в обмотках. Такого рода проверки требуют регулярного посещения КНС, что приводит к затратам и увеличенному выбросу CO₂ (из-за использования автотранспорта). Данный фактор пока не является критичным для России, в то время как для Европы с ее жесткими экологическими нормативами он достаточно серьезен. Однако в реальных условиях мы часто сталкиваемся с несвоевременной очисткой решеток (корзин), что может привести к засорению

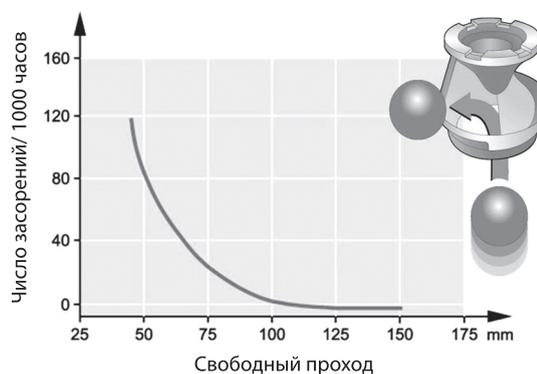


Рис. 1. Зависимость риска засорения насоса от его свободного прохода

ВОДОПОДГОТОВКА И КАНАЛИЗАЦИЯ

самого насоса. И хотя в более крупных насосных станциях устанавливаются автоматические решетки или комплексные системы, позволяющие избавляться от крупных твердых включений, очевидно, что пока не существует 100%-ного решения данной проблемы.

Чтобы снизить риск засорения насоса, часто используют вихревое рабочее колесо типа Vortex – это позволяет перекачивать более крупные частицы, чем могут канальные колеса. Однако это приводит к снижению КПД насоса от 20% до 50%.

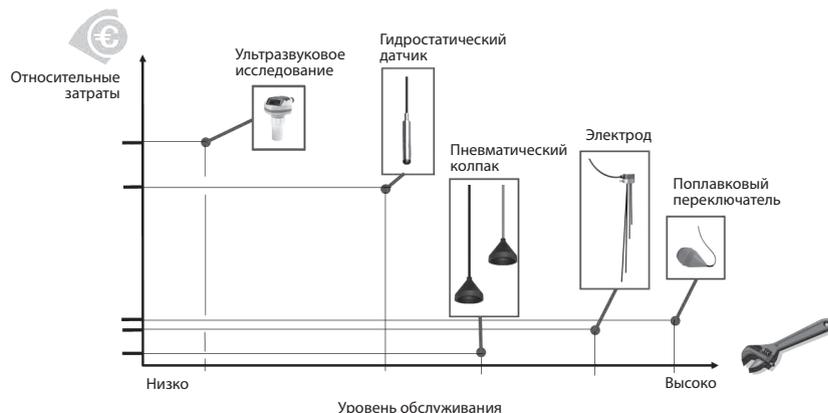


Рис. 2. Системы регулирования уровня: соотношение стоимости и затрат на обслуживание

Современные способы регулировки по уровню позволяют системе работать в нужном режиме. Однако и здесь все не однозначно. Например, во многих случаях, несмотря на риск отложения иловых образований, все равно применяются поплавковые выключатели. Ил откладывается на поплавках и утяжеляет их до тех пор, пока система не выйдет из строя. Гидростатические и ультразвуковые выключатели значительно надежнее, менее чувствительны к наличию твердых частиц и занимают меньше места в КНС. Пневматические выключатели (или пневмоколокола), практически неизвестные во многих странах, являются наименее дорогостоящим способом регулировки. Однако они также требуют обслуживания. И наконец, электроды позволяют экономить больше всего места.



Рис. 3. Быстрая разборка-сборка насоса на площадке

Зачастую мониторинг небольших насосов сводится к простому эксплуатационному отчету, а также считыванию показаний амперметра на дверце шкафа управления. Инспекционные визиты могут быть заменены получением СМС-сообщения в случае аварийной ситуации. Засорение рабочего колеса насоса является наиболее частой причиной нестандартных ситуаций. Перекачка сточных вод по своей природе всегда содержит риск подобного засорения, однако необходимо сводить его к минимуму.

При этом должны приниматься во внимание два фактора:

- ♦ возможность быстрой разборки-сборки насоса и легкий доступ к очищаемому узлу снижает длительность операции с 2 часов до 30 минут;

- ♦ возможность отключения насоса от кабеля и установка его в удобном для очистки месте для снижения риска загрязнения.

Замена или ремонт

Такой вопрос возникает, как только речь заходит об электродвигателе: размер мотора является одним из решающих факторов, но как определить, ремонтировать его или утилизировать? Этот вопрос весьма индивидуален для разных стран и разных фирм; он учитывает стоимость как электроэнергии, так и рабочей силы, а также наличие или отсутствие поблизости цеха по квалифицированной перемотке моторов. Если стоимость перемотки составляет от 50% до 60% от цены нового мотора, рекомендуется заменить мотор: очевидно, что перемотка привела бы к потере КПД от 1% до 2% по сравнению с новым мотором. Кроме того, мотор, приобретенный 15 лет назад, уже изначально имел КПД ниже, чем современный.

Мониторинг больших насосов

Большие насосы всегда подлежат превентивному мониторингу: получение предупреждения до того, как произошла поломка.

Контроль температуры подшипников и обмоток мотора с помощью РТС или РТ100 происходит оперативнее, чем измерение температуры самого мотора индукционно-термическим способом.

Датчик воды в масляной камере предупреждает о том, что утечки жидкости через уплотнение вала могут достичь подшипника мотора.

Датчик вибрации напоминает о дисбалансировке импеллера или даже о возможном непра-



Рис. 4. Быстросменяемое картриджное торцевое уплотнение

вильном подборе или монтаже насоса и предотвращает преждевременный износ подшипников. Он также может указать на работу насоса вне зоны рабочей характеристики или на засорение трубопровода.

Датчики температуры подшипников указывают на нагрев, в том числе и вследствие вибрации.

Вся эта информация необходима для предупреждения повреждений и, как следствие, простоев.

- Наличие песка = преждевременный износ.*
- Наличие агрессивных сред = коррозия.*
- Твердые частицы и волоконные включения = засорение импеллера.*
- Воздух в насосе = кавитация.*
- Мотор, не погруженный в воду = нагрев.*
- Внутренние утечки в насосе или автоматической трубной муфте = снижение гидравлического КПД.*
- Возраст насоса = снижение сопротивления изоляции обмоток, риск короткого замыкания.*
- Большая наработка моточасов = снижение гидравлического КПД.*

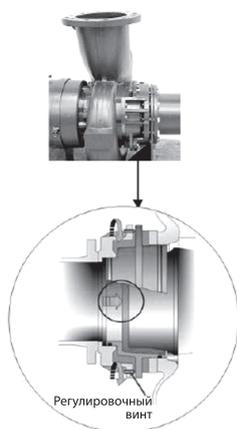


Рис. 5. Восстановление зазора между импеллером и корпусом без демонтажа насоса

Прежде чем приступить к ремонту или замене насоса, необходимо выяснить саму проблему. Если датчик влажности указывает на наличие воды в моторе, придется вскрыть мотор и выяснить причину проблемы. С другой стороны, замена дефектного уплотнения и восстановление зазора между импеллером и корпусом являются операциями, быстровыполнимыми на площадке.

Аудит инсталляции

Полный аудит инсталляции – это единственный способ оптимизировать работу системы:

- ◆ Снятие расходо-напорных характеристик поможет оценить не только работу насоса, но и всей системы (засорение, утечки, наличие воздуха, прочее).
 - ◆ Замер электрических параметров позволяет оценить скачки напряжения, рассогласование фаз, потребляемую мощность.
- Подобные замеры позволят не только снизить энергопотребление, но и сократить случаи ремонта на площадке, а в перспективе – и еще более неприятные случаи заводского капитального ремонта.

ЯПОНЦЫ РАЗРАБАТЫВАЮТ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЕ ТОПЛИВО

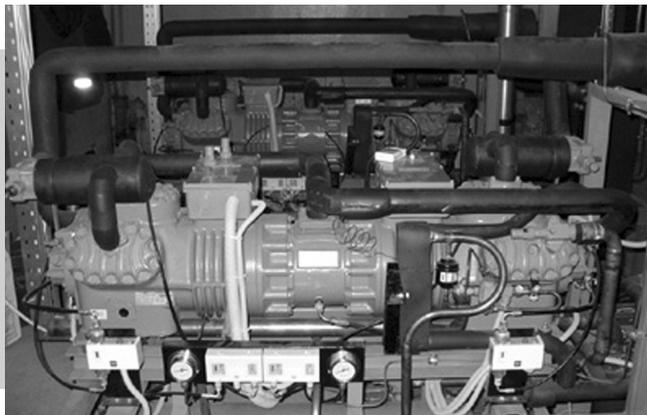
В Японии начата разработка новейшей технологии, которая позволит наладить промышленный выпуск экологически чистого топлива. Речь идет о применении процесса газификации низкокачественных бурых углей, что позволяет на выходе получать более безопасные и чистые виды топлива.

Реализация этого проекта поручена японскому министерству экономики, торговли и промышленности, в котором уже выделена группа специалистов. На первом этапе, в течение двух-трех лет, предстоит создать принципиально новые технологии, которые позволят получать из низкокачественных и мало используемых по этой причине бурых углей высокоэффективный вид топлива. По мнению японских специалистов, при производстве «зеленого» угля содержащийся в нем углерод будет полностью выгорать.

Проект предусматривает переработку таким способом прежде всего лигнитов, крупные неосвоенные месторождения которых имеются в Австралии, Индонезии и ряде других стран, передает ИТАР-ТАСС.

Финансирование в рамках японского госбюджета в полном объеме начнется в 2010 году с тем, чтобы менее чем за десять лет выйти на масштабное получение перспективного энергоносителя, который, как считают в Японии, при «нулевом» выбросе углекислого газа в атмосферу имеет все шансы стать топливом «следующего поколения».

<http://dom-s.org>



В.Г. Горшков, А.Г. Паздников,
Д.Г. Мухин,
Институт теплофизики СО РАН,
ООО «ОКБ Теплосибмаш»,
г. Новосибирск,

Р.В. Севастьянов,
ОАО «Уфимский
нефтеперерабатывающий завод»

ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АБСОРБЦИОННЫХ БРОМИСТОЛИТИЕВЫХ ХОЛОДИЛЬНЫХ МАШИН И ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

Абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины (АБХМ) производились в СССР (преимущественно в России) с конца 1960-х годов прошлого века. Серийно выпускались холодильные агрегаты АБХА-1000 и АБХА-2500 холодопроизводительностью соответственно 1100 и 3500 кВт. Были также разработаны модифицированные машины АБХА-2500ХТ для одновременной выработки холода и теплоты и АБХА-2500ТН только для получения теплоты, однако из-за низкой стоимости первичных энергоресурсов в то время они не получили распространения.

Всего до 1991 г. было изготовлено и введено в эксплуатацию на предприятиях нефтехимической, хими-

ческой, резино-технической, металлургической и других отраслей промышленности около 600 машин АБХА различной холодопроизводительности. После 1991 г. АБХА практически не производились. Все перечисленные выше типы отечественных абсорбционных бромистолитиевых преобразователей теплоты (АБПТ) относятся к машинам первого поколения, характеризующимся большими массогабаритными характеристиками и малым сроком службы, составляющим фактически 5–7 лет (вследствие изготовления теплообменных поверхностей из углеродистой стали и отсутствия научно обоснованной технологии ингибирования абсорбента – раствора бромистого лития).

По этой причине в настоящее время работающих отечественных машин первого поколения остались единицы, а в связи с растущим спросом на российском рынке стали появляться импортные АБПТ, к которым относятся абсорбционные холодильные машины и тепловые насосы. При этом зачастую закупка импортных машин обосновывается отсутствием аналогичных российских.

Коллективом ООО «ОКБ Теплосибмаш» при научном руководстве Института теплофизики Сибирского отделения Российской академии наук и с участием Санкт-Петербургского государственного университета низкотемпературных и пищевых технологий был проведен большой объем научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по АБПТ, результатом которых стало создание и освоение производства различных типов АБПТ нового поколения конструкции Теплосибмаш (см. www.teplosibmash.ru) [1, 2, 5, 6]. В период с 2001 по 2006 г. было изготовлено и поставлено заказчикам 12 АБПТ нового поколения различных модификаций и мощностей.

Достоинствами абсорбционных бромистолитиевых холодильных машин (АБХМ) и тепловых насосов (АБТН) конструкции Теплосибмаш являются:

- ♦ высокая энергетическая эффективность, компактность, экологическая чистота, низкий уровень шума при работе, простота обслуживания;
- ♦ высококачественные конструкционные материалы теплообменных труб (медно-никелевые сплавы, нержавеющая сталь), высокая вакуумная плотность, высокоэффективные ингибиторы коррозии, увеличивающие срок службы машин до 20 лет;
- ♦ полная автоматизация, обеспечивающая экономичный режим работы машин в диапазоне 30–100% мощности, передачу данных о работе машины с выводом на монитор компьютера, возможность регулирования мощности из диспетчерского пункта;
- ♦ компоновка машины в едином агрегате на опорной раме, поставка заказчику в сборе в состоянии полной заводской готовности;
- ♦ отсутствие динамических нагрузок, т.е. возможность монтажа на площадке, рассчитанной только на статическую нагрузку от массы машины;
- ♦ исключение дозаправки хладагентом и компрессорным маслом (хладагент и абсорбент нелетучи) и потребности в ремонте (нет быстроизнашивающегося компрессора).

Одноступенчатые АБХМ с горячей водой (80...115°C) или водяным паром с давлением до 0,7 атм в качестве греющей среды не подлежат согласованию и регистрации в органах Ростехнадзора. По качеству и основным параметрам отечественные холодильные машины и тепловые насосы конструкции Теплосибмаш соответствуют лучшим мировым образцам при более низкой стоимости.

В данной статье приведены примеры промышленной эксплуатации АБПТ конструкции Теплосибмаш на ряде предприятий России.

Холодильная станция холодопроизводительностью 4,5 МВт для охлаждения технологической воды в производстве дифенилолпропана

Охлаждение технологической воды до температуры 10°C в производстве дифенилолпропана (ДФП) в ОАО «Уфимский нефтеперерабатывающий завод» до ввода в эксплуатацию АБХМ осуществлялось холодным ингибированным рассолом с температурой –4°C, поступающим от общезаводской централизованной холодильной станции с пароконденсаторными аммиачными холодильными установками с электроприводом. В связи с большими протяженностью (около 1,5 км) и диаметром ($D_y = 300$ мм) рассольных трубопроводов наблюдались значительные потери холода (до 20%) при транспортировке рассола в теплый период года. Двухконтурная схема охлаждения привела к повышенным удельным расходам электроэнергии и высокой себестоимости производства технологического холода (табл. 1).

Взамен описанной системы была предложена холодильная станция на базе трех АБХМ конструкции Теплосибмаш (две АБХМ2-1500П с двухступенчатой регенерацией раствора и одна АБХМ-1500П с одноступенчатой регенерацией раствора). АБХМ установлены в помещении производства ДФП, поэтому потери холода при циркуляции охлажденной воды практически отсутствуют.

Первая очередь холодильной станции в составе одной АБХМ-1500П и одной АБХМ2-1500П введена в эксплуатацию в апреле 2002 г., еще одна машина АБХМ2-1500П пущена в июне 2004 г.

Охлаждаемая вода, поступающая из технологических аппаратов с температурой 15...17°C, охлаждается в холодильных машинах до температуры 10...12°C. Автоматическое поддержание постоянства температуры охлажденной воды на выходе из машин достигается регулированием расхода греющего пара регулирующими клапанами.

Греющий пар с давлением 7 атм и температурой 170...180°C подается на холодильную станцию от тепловой сети предприятия.

Первоначально в качестве источника греющего пара низкого давления (1,5 атм) для машины с одноступенчатой регенерацией раствора АБХМ-1500П предполагалось использовать сбросный конденсат, получаемый при производстве ДФП (120°C, 4 атм). По ряду причин эта система не была реализована. В настоящее время греющий пар на машину АБХМ-1500П подается из общего паропровода с предварительным понижением давления в редукционном клапане до 1,5...1,7 атм (см. рис. 1).

Охлаждающая вода с температурой 25...32°C (зима–лето) идет на холодильную станцию из оборотной системы предприятия через фильтр для очистки от механических примесей.

Таблица 1

Техническая характеристика холодильной станции

Холодопроизводительность, кВт	4500
Охлаждаемая вода: расход, м ³ /ч температура (вход/выход), °С	775 15/10
Охлаждающая вода: расход, м ³ /ч температура (вход/выход), °С	1000 28/36
Греющий пар: расход, кг/ч давление, МПа (абс.) температура, °С	7200 0,7 170...180
Потребляемая электрическая мощность (только холодильные машины), кВт	21

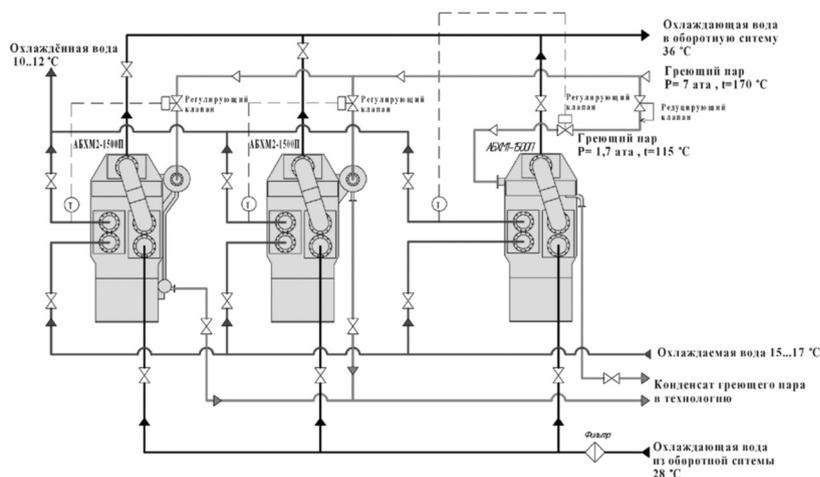


Рис. 1. Принципиальная схема холодильной станции для охлаждения воды в производстве ДФП на ОАО «УНПЗ»

Станция полностью обеспечивает потребность в холодной воде для охлаждения технологического оборудования, позволив отказаться от дорогостоящего холода, вырабатываемого на аммиачной компрессорной холодильной станции, себестоимость производства которого в 2,5 раза выше.

Абсорбционные холодильные машины работают практически безотказно в режиме круглогодичной эксплуатации уже более 5 лет.

Система искусственного охлаждения ректификационных колонн в производстве перекиси водорода

Для охлаждения ректификационных колонн в производстве перекиси водорода на предприятии ОАО «Синтез» (г. Дзержинск) раньше использовалась охлаждающая вода из водооборотной системы предприятия.

Такая система естественного охлаждения имела ряд недостатков:

- ♦ повышенная температура охлаждающей воды водооборотной системы в период с мая по сентябрь, что ведет к недовыработке продукции в теплое время года;

- ♦ возможность попадания загрязненной охлаждающей воды из водооборотной системы в концентрированный раствор перекиси водорода при разгерметизации теплообменного оборудования;

- ♦ повышенные потери сырья с отсасываемой паровоздушной средой (ректификационные колонны работают под вакуумом) при недоохлаждении.

В 2003 г. введена в эксплуатацию система искусственного охлаждения ректификационных колонн, состоящая из холодильной машины АБХМ-600П; контура хладоносителя (охлаждающей воды ректификационных колонн), отводящего теплоту технологического процесса ректификации от дефлегматоров и холодильников ректификационных колонн; контура охлаждающей оборотной воды с градирнями (две мини-градирни типа «Росинка»).

Теплота технологических процессов из аппаратов ректификационных колонн отводится хладоносителем к АБХМ. Температура хладоносителя на выходе из холодильной машины 10°С.

От АБХМ теплота отводится охлаждающей оборотной водой в окружающую среду с помощью мини-градирен.

В качестве греющей среды в холодильной машине используется водяной пар с давлением на входе 1,3 ата и с температурой перегрева 15...20°С.

Система искусственного охлаждения ректификационных колонн с применением АБХМ-600П имеет следующие преимущества:

- ♦ стабильность температуры охлаждающей воды ректификационных колонн (10°С) в теплый период года (с мая по сентябрь) позволила увеличить суточную производительность участка перекиси водорода;

- ♦ отсутствие непосредственного контакта охлаждающей воды ректификационных колонн с атмосферой обеспечивает чистоту воды, что позволяет избежать загрязнения теплообменных поверхностей технологического оборудования, интенсифицирует процессы теплообмена, снижает коррозию и инкрустацию аппаратов.

Эксплуатация описанной системы охлаждения с 2003 г. по настоящее время показала правильность выбранных технических решений. Были достигнуты технико-экономические показатели, заложенные в проект.

ХОЛОДИЛЬНАЯ ТЕХНИКА

Холодильная станция холодопроизводительностью 3,5 МВт для охлаждения электролита в производстве хрома высокой чистоты

ОАО «Тулачермет» (г. Тула) производит хром высокой чистоты, применяемый в настоящее время в новейших технологиях (при изготовлении компьютерной техники, в радиоэлектронике).

Хром с низким содержанием примесей (железа, алюминия, меди, свинца, кремния) получают электролизом водных растворов хромовой кислоты. Содержание примесей внедрения – кислорода, серы, углерода – снижается до 0,005% после высокотемпературного рафинирования в атмосфере водорода (табл. 2).

Поддержание рабочей температуры электролита на оптимальном уровне (ниже 25°C) является основным фактором, определяющим как технико-экономические характеристики производства, так и качество электролитического хрома. С началом производства хрома была также введена в эксплуатацию аммиачно-компрессорная холодильная станция (АКХС). Но уже в 1980-е годы прошлого века из-за расширения производства электролитического хрома существующая АКХС не обеспечивала оптимальной температуры электролита, что ухудшало экономические показатели.

Кроме того, старое оборудование аммиачно-компрессорной холодильной станции все чаще нужда-

лось в проведении текущих и капитальных ремонтов. Это соответственно увеличивало эксплуатационные расходы. К 2000 г. стало ясно, что АКХС физически и морально устарела, представляет угрозу для персонала, в летний период не справляется с обеспечением потребности в холоде (производство хрома снижалось на 30–50%, ухудшалось его качество). Имелись постоянные проблемы с утечками аммиака при заправке и удалении из АКХС. Поэтому в 2003 г. руководство ОАО «Тулачермет» приняло решение о замене неэффективной и экологически опасной АКХС.

Среди различных типов выпускающихся в настоящее время холодильных установок единичной мощностью до 4 МВт для получения температуры выше 5°C были выбраны абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины (как более экономичные, экологически чистые и надежные в эксплуатации) отечественного разработчика ООО «ОКБ Теплосибмаш».

Рабочий проект комплекса холодильной станции выполнен ЗАО «Холод-Плюс» (г. Новосибирск), холодильные машины изготовлены ООО «КемеровоХиммаш» (г. Кемерово) под авторским надзором ООО «ОКБ «Теплосибмаш».

На рис. 2 приведена принципиальная схема, а на рис. 3 фотография холодильной станции для охлаждения электролита в производстве хрома.

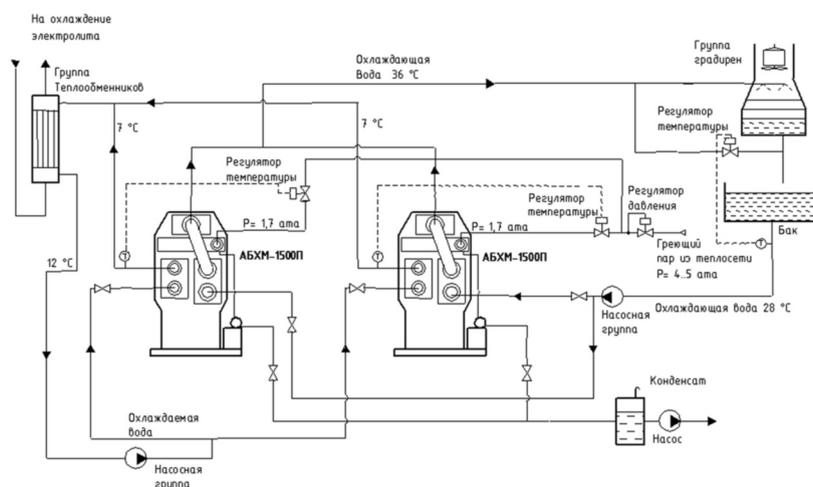


Рис. 2. Принципиальная схема абсорбционной бромистолитиевой холодильной станции общей мощностью 3,5 МВт для охлаждения электролита в производстве хрома

Холодильная станция состоит из двух холодильных машин АБХМ-1500П холодопроизводительностью по 1750 кВт каждая; контура охлаждаемой воды с насосной группой, отводящего тепло от электролита в противоточных теплообменниках; контура охлаждающей воды из группы вентиляторных градирен ГРД-350; бака охлаждающей воды с обогревателем для работы в зимний период и насосной группы.

Греющий пар поступает на холодильную станцию от тепловой сети предприятия с давлением 4...5 атм,

а на машины с давлением 1,7 атм (температура 115...120°C) после регулятора давления.

На холодильной станции ведется измерение и регистрация технологических параметров, включая учет массовых и тепловых потоков (охлаждаемой и охлаждающей воды, греющего пара). Значения параметров выводятся на дисплей. Станция может работать как в ручном, так и в автоматическом режиме.

Холодильная станция была введена в эксплуатацию 28 апреля 2004 г. [4], что позволило увеличить

ХОЛОДИЛЬНАЯ ТЕХНИКА

производство электролитического хрома и улучшить его качество в летний период. В 2006 г. производство электролитического хрома вместе с холодильной станцией было перенесено в ОАО «ПОЛЕМА» (Тула).

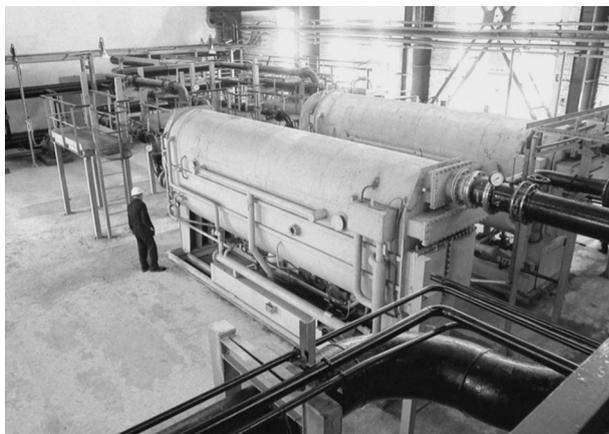


Рис. 3. Холодильная станция для охлаждения электролита в производстве хрома (ОАО «Тулачермет»)

Система теплоснабжения тепличного комплекса тепловой мощностью 4,7 МВт

В 2005 г. в ООО «СельхозпромИнвест» (станция Ярославская Мостовского района Краснодарского края) был построен тепличный комплекс площадью 4 га для выращивания роз по голландской технологии. Выбор места определялся наличием вблизи комплекса источника тепловой энергии – подземной геотермальной воды с температурой 90°C.

Агротехнология выращивания роз требует точного поддержания температурного режима в теплице.

Для теплоснабжения комплекса используется теплонасосная установка из двух тепловых насосов АБТН-600Т на газовом топливе и теплообменного блока. Оборудование разработано ООО «ОКБ Теплосибмаш» и изготовлено в ООО «КемеровоХиммаш» (табл. 3).

Опыт эксплуатации холодильных машин АБХМ-1500П в составе станции показал их надежность и устойчивость при работе на разных режимах, простоту технического обслуживания.

Таблица 2

Техническая характеристика холодильной станции

Холодопроизводительность, кВт	3500
Охлаждаемая вода: расход, м ³ /ч температура (вход/выход), °С	600 17..20/12..15
Охлаждающая вода: расход, м ³ /ч температура (вход/выход), °С	910 28/36
Греющий пар: расход, кг/ч давление, МПа (изб.) температура, °С	8150 0,07 115...120
Потребляемая электрическая мощность (только холодильные машины), кВт	14,2

На рис. 4 приведена принципиальная схема теплоснабжения тепличного комплекса, а на рис. 5 – тепловые насосы.

Оборотная (нагреваемая) вода из теплицы подается двумя параллельными потоками в тепловые насосы ТН № 1, ТН № 2 и в теплообменный блок.

Геотермальная вода после передачи тепловой энергии нагреваемой воде в теплообменном блоке поступает в тепловые насосы как источник низкопотенциального тепла.

Применение тепловых насосов позволяет обеспечить глубокую утилизацию теплоты геотермальной воды. При этом исключается тепловое загрязнение окружающей среды сбрасываемой геотермальной водой (ее температура не должна превышать 20 °С).

Данная система теплоснабжения обеспечивает потребности комплекса в тепле даже в самое холодное время года. Потребление газа тепловыми насосами в 3...3,3 раза меньше по сравнению с газовой котельной.

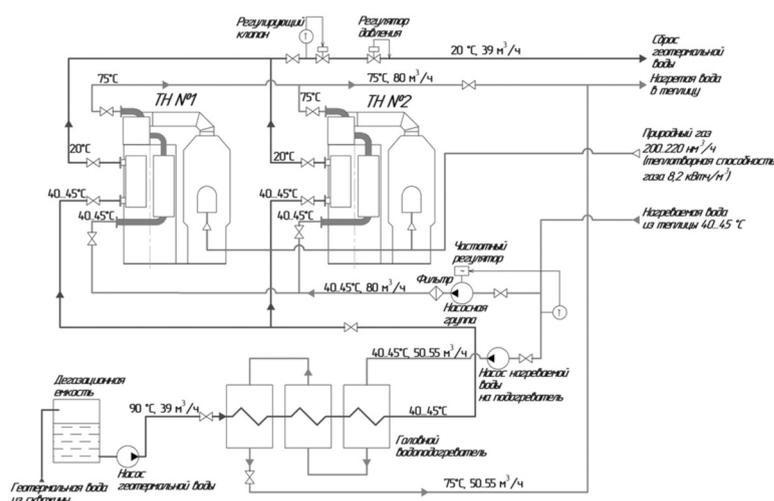


Рис. 4. Принципиальная схема теплоснабжения тепличного комплекса ООО «СельхозпромИнвест» в станции Ярославской (Краснодарский край)



Рис. 5. Тепловые насосы АБТН-600Т в тепличном комплексе ООО «Сельхозпроминвест»

В 2007 г. прошла модернизация теплонасосной установки для обеспечения холодоснабжения тепличного комплекса в весенне-летний период.

В 2006–2007 гг. отечественные АБХМ нового поколения применены в ряде холодильных установок для химической промышленности:

- ◆ АБХМ-3000П – в производстве полиэтилена на ОАО «Томскнефтехим»;
- ◆ АБХМ-1500П – в производстве полиэтилена высокого давления на ОАО «Казаньоргсинтез»;
- ◆ АБХМ-600П – в производстве сэвилена на ОАО «Нефтехимсэвилен» (Казань).

На этих холодильных установках в настоящий момент закончен монтаж оборудования и проводятся пусконаладочные работы.

В настоящее время рассматривается возможность и разрабатываются проекты создания холодильных установок и систем теплохолодоснабжения на базе АБХМ и АБТН конструкции Теплосибмаш для машиностроительных, металлургических, химических предприятий, когенерационных энергетических установок, торговых центров России и ближнего зарубежья. В частности, разработана проектно-сметная документация внедрения двух АБТН-2000Т с газовой топкой в ОАО «Чебоксарский агрегатный завод» [3] для охлаждения воды из оборотной системы и одновременного

Таблица 3
Техническая характеристика
теплонасосной установки

Тепловая мощность, кВт	4700
Геотермальная (охлаждаемая) вода: расход, м ³ /ч температура (вход/выход), °С	39 90/20
Нагреваемая вода: расход, м ³ /ч температура (вход/выход), °С	130..135 40..45/75
Природный газ: теплотворная способность (среднее значение), кВт·ч/м ³ расход, м ³ /ч	8,2 200
Потребляемая электрическая мощность (только тепловые насосы с газовыми горелками), кВт	14,4

менного нагрева воды для горячего водоснабжения всего предприятия.

Литература

1. Бараненко А.В., Попов А.В., Тимофеевский Л.С., Волкова О.В. Абсорбционные бромистолитиевые преобразователи теплоты нового поколения // Холодильная техника. 2001. № 4.
2. Бараненко А.В., Тимофеевский Л.С., Дологов А.Г., Попов А.В. Абсорбционные преобразователи теплоты. – СПб.: СПбГУНиПТ, 2005 г.
3. Горшков В.Г., Осипович С.В. Использование абсорбционных тепловых насосов для горячего водоснабжения ОАО «Чебоксарский агрегатный завод» // Энергоэффективность: Опыт. Проблемы. Решения. 2003, № 3.
4. Новоселов А.М., Попов А.В. Холодильная установка нового поколения для оптимизации температурного режима электролиза // Металлург. 2005. № 6.
5. Попов А.В. Российские абсорбционные холодильные машины и тепловые насосы нового поколения // Холодильная техника. 2006. № 6.
6. Попов А.В., Попов А. Влад., Корольков А.Г. Абсорбционные бромистолитиевые водоохлаждающие и нагревательные трансформаторы теплоты // Проблемы энергосбережения. 2003. № 1.



СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ МОНИТОРИНГА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мониторинг силовых трансформаторов – широко обсуждаемая тема в кругу экспертов – производителей трансформаторов и энергетических компаний, эксплуатирующих трансформаторы. В данной статье приведено сравнение различных технологических решений и методов для мониторинга трансформаторов и представлен новый метод, объединяющий большинство преимуществ различных технологий, используемых в этой области.

С начала 1970-х годов ведется разработка различных способов мониторинга трансформаторов; некоторые из них в 1978 г. были внесены в реестр стандартов IEEE-standard C57.104. Данные способы используются для различных целей, и их стоимость значительно варьируется в плане стоимости, как самих систем, так и их установок и технического обслуживания.

Методы мониторинга, предложенные разными поставщиками, можно разделить на четыре группы:

- ◆ применение датчиков для определения газов в масле;
- ◆ использование лабораторий на участке;
- ◆ использование систем мониторинга и управления трансформаторами;
- ◆ применение портативного оборудования.

Каждую из групп рассмотрим более подробно.

1. Основное преимущество датчиков – относитель-

но низкая стоимость самого продукта. Для некоторых методов для создания искусственной циркуляции масла не требуются насосы и трубки, а применяется естественная циркуляция масла в трансформаторе. В этом случае стоимость установки очень низкая. Вследствие того, что датчикам определения газов в масле вряд ли необходимо техническое обслуживание, эта продукция получила широкое применение.

Энергетическим компаниям для любых трансформаторов требуются датчики определения газов в масле выше определенного уровня мощности.

В зависимости от принципа измерения большинство датчиков определения газов в масле измеряют только водород (H_2) или комбинированную суммарную величину водорода (H_2), оксид углерода (CO), ацетилен (C_2H_2) и этилен (C_2H_4). Некоторые могут дополнительно определять влагосодержание масла. Тем не менее эти ограничения, так же как и относительно высокая погрешность измерений, не уменьшили популярность датчиков, поскольку главная цель их установки – это определение первых признаков неисправности трансформаторов (намного раньше, чем срабатывание газового реле). Для точного и подробного анализа характера неисправности потребуется не только лабораторный анализ, но и знания профессиональных экспертов.

2. Главное преимущество лабораторий – их возможность выполнять анализ (по отдельности) большего количества газов, чем это возможно при помощи датчиков измерения газов, особенно в углеводородных сочетаниях, например: ацетилен (C_2H_2), этилен (C_2H_4), метан (CH_4) и этан (C_2H_6). В зависимости от отдельных методов и подходов, которые используются различными поставщиками, возможно получение более точных результатов анализа.

Однако относительно высокие стоимости самой продукции, а также установки и технического обслуживания все-таки ограничивают успех использования лабораторий на участке. В основном по той причине, что для систем требуется дополнительная установка трубок вне трансформатора для передачи образцов масла из трансформатора в систему и обратно в трансформатор. Поток масла должен поддерживаться насосом, который также требует постоянного технического обслуживания. Некоторые методы основываются на газохроматографической технологии, и поэтому необходима постоянная поверка и замена газов-носителей. Иные методы, основанные на (оптической или акустической) инфракрасной спектроскопии, должны справляться с тем недостатком, что самый важный газ – водород (H_2) – невозможно измерить точнее, чем при использовании датчиков измерения газов в масле.

3. Основное отличие мониторинга трансформаторов от систем управления (МТСУ) в том, что эти системы не имеют встроенных датчиков или измерительных функций, а используют внешние датчики для различных характеристик трансформаторов, например температуры масла (высокой, низкой, средней), температуры окружающей среды, влагосодержания масла, содержания газов в масле, напряжений и токов, положение переключателя ответвлений обмоток трансформатора, энергопотребления привода двигателя. Эти датчики либо уже находятся на трансформаторе, либо должны устанавливаться при установке МТСУ.

Главный недостаток МТСУ – это относительно высокая стоимость установки системы. Если требуется информация о содержании газов в масле, то к стоимости системы добавится стоимость либо датчиков определения газов в масле, либо лабораторий, используемых на участке.

4. Применение портативного оборудования. Прежние методы основывались на той же технологии, которая использовалась при применении некоторых датчиков определения газов в масле. Последние же разработки предлагают проведение анализа нескольких газов, включая сочетания углеводорода, и дают возможность для последующего вычисления коэффициентов согласно IEEE C.57.104-1991.

Главное преимущество портативного оборудования в том, что результаты анализов могут быть получены сразу же после взятия образца масла. Некото-

рые энергетические компании используют портативное оборудование как инструмент для проведения регулярных анализов небольших по размеру трансформаторов, когда установка датчиков для измерения газов в масле или использование лабораторий на участке экономически невыгодны.

Одним из основных свойств портативного оборудования является то, что оно не используется для непрерывного мониторинга трансформаторов и поэтому не предоставляет последовательной информации по мониторингу. Также некоторые методы основываются на инфракрасной спектроскопии (оптической или акустической) и не дают точной информации по содержанию водорода (H_2), как это делают датчики определения газов в масле.

Основная цель создания устройства HYDROCAL 1002 – это объединение максимального количества преимуществ различных методов мониторинга трансформаторов и сведение к минимуму возможных недостатков. HYDROCAL 1002 основывается на доказанных методах отбора газа и циркуляции масла и использует новую технологию датчиков, которая необходима для достижения высокой производительности и лучших результатов, чем при уже используемых методах.

При использовании различных методов мониторинга трансформаторов HYDROCAL 1002 имеет ряд преимуществ:

- ◆ анализ водорода (H_2), растворенного в масле;
- ◆ индивидуальный анализ оксида углерода (CO), растворенного в масле;
- ◆ использование естественной циркуляции масла в трансформаторе (не требуется никаких внешних трубок для масла или насосов);
- ◆ система не требует технического обслуживания;
- ◆ 8 аналоговых вводов 4–20 мА/0–10 В для других датчиков трансформатора (например, для высшей температуры масла, нижней температуры масла, влагосодержания масла, окружающей температуры, напряжения, токов и т.п.);
- ◆ 12 цифровых/релейных выходов для конфигурируемых аварийных сигналов;
- ◆ 4 аналоговых выхода 4–20 мА для определения содержания H_2 и CO и для других конфигурируемых параметров трансформатора;
- ◆ вычисление активного участка и скорости старения согласно IEC 60354;
- ◆ встроенный GSM или аналоговый модем для дистанционного управления, конфигурации и оперирования аварийными сигналами.

HYDROCAL 1002 – это легко монтируемый инструмент, с малым объемом технического обслуживания для определения неисправностей на самых ранних этапах. Тем не менее индивидуальный анализ водорода (H_2) и угарного газа (CO) дает возможность определить дефект на ранней стадии развития.

Устройство имеет функции усовершенствованного

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Таблица 1

Основные технические данные HYDROCAL 1002

Параметр	Технические данные
Измеряемые газы Диапазон измерений Водород H ₂ Оксид углерода CO Точность измерения Водород H ₂ Оксид углерода CO	0 ...2.000 (см ³ /м ³ – объемная концентрация) 0 ...2.000 ррт ±15% измеряемой величины±25 ррт ± 20% измеряемой величины ±25 ррт (отнесено на температуру масла ±55°C)
Интервал измерения	20 мин
Рабочая температура Температура масла Температура среды Температурный коэффициент	-20 ...±90°C -50 ...±55°C (ниже -10 °C индикация заблокирована) 1%/градус
Давление масла	0–800 кПа, (вакуум не допускается)
Функции	Раздельный анализ газа в масле для H ₂ и CO. Анализ тренда (в виде диаграммы или в табличном виде). Конфигурация уровней аварийных сигналов. Коммуникация посредством RS 232 и модема (GSM, аналоговый модем) с ПК; программное обеспечение, совместимое с Microsoft Windows
Выходы 2 аналоговых выхода 2 аналоговых выхода 12 цифровых выходов	0 ... 20 mA (Содержание H ₂) 0 ... 20 mA (Содержание CO) 0 ... 20 mA (свободно конфигурируемы) 4 релейных выхода 12 В 8 оптронов. Аварийный сигнал H ₂ (Н) (первый уровень). Аварийный сигнал H ₂ (НН) (второй уровень). Аварийный сигнал CO (Н). Аварийный сигнал CO (НН)
Входы 4 аналоговых входа 4 аналоговых входа	0 (или 4) ... 20 mA 0 (или 4) ... 20 mA/0 ... 10 В (выбор перемычками)
Газ в масле	4 встроенных датчика газа (избыточная система) 2 H ₂ , 2 CO
Индикация содержания	2 встроенных датчика температуры (температуры масла, и газа)
Коммуникация	RS 232/ RS 485 (полудуплексный). Встроенный модем (GSM. 14.4 кБит/аналоговый 56 кБит)
Степень защиты	IP 55
Напряжение питания	110 В / 230 В ± 20%, максимум 350 В А, 50/60 Гц
Габариты	Приблизительно (ш) 215 x (в) 215 x (г) 215 мм
Вес	Приблизительно 8 кг

мониторинга трансформаторов и управляющих систем (МТСУ), например вычисление активного участка повреждения и скорости нарастания концентрации газов.

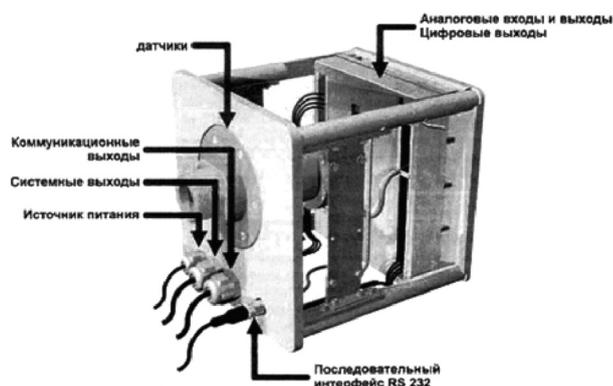


Рис. 1. HYDROCAL 1002

Надежность и пригодность устройства HYDROCAL 1002 для использования на участке доказана на практике с помощью более чем 100 приборов, установленных во всем мире, включая такие страны, как Швеция (с зимней температурой воздуха -20°C) и Турция (с летней температурой воздуха выше +40°C).

Одним из основных преимуществ HYDROCAL 1002 является быстрая установка устройства без необходимости вывода трансформатора из эксплуатации. После простого обучения и монтажа, выполненного специалистом производителя, операторы трансформаторов смогут сами установить устройство.

При установке и монтаже HYDROCAL 1002 возможны варианты.

Был проведен расширенный долгосрочный анализ различных установок HYDROCAL 1002 на трансформаторах по всей Европе. Результаты анализа измерения водорода (H₂) и оксида углерода (CO) сравнили

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

с результатами лабораторных анализов образцов масла, взятых одновременно. Чтобы получить максимально независимые результаты анализа, были выбраны лаборатории с высокой репутацией, такие как ABB (Ludvika, Швеция), GATRON (Greifswald, Германия) и TDZ Elotec (Molbergen, Германия).

Все результаты анализа подтверждают, что HYDROCAL 1002 полностью выполняет анализ газов в масле в соответствии с его спецификациями: 15% для водорода (H₂) и 20% для оксида углерода (CO), учитывая дополнительную абсолютную погрешность в 25 ppm, для покрытия типичных погрешностей анализа при очень низкой концентрации газа.

HYDROCAL 1002 применяется многими ведущими энергопредприятиями мира, а именно: NW Monchengladbach (Германия), SYDKRAFT Arries (Швеция), GATRON Грейфсвальд (Германия, лабораторная установка), TRANSELECTRICA (Румыния), EWE Ольденбург (Германия), BAUR Sulz (Австрия) и др. Главное управление компании MTE AG находится в г. Цуг (Швейцария) производство – в Германии, подразделения размещены в Китае, Индии, Великобритании, России, Украине.

По материалам сайта <http://leg.co.ua>

НОВОСТИ

НОВАЯ «СТАРАЯ» ГОРЕЛКА WGL30 ОТ WEISHAUPТ

Заново разработанная горелка WGL30, выведенная на новый современный цифровой уровень, теперь полностью заменит старое исполнение горелки с механическим регулированием и автоматом горения.

Специально разработанный для этой горелки менеджер горения W-FM 24 позволил установить на горелке цифровые сервоприводы с микропроцессорным управлением и газовый мультиблок. Сервоприводы газового дросселя и воздушной заслонки имеют точность настройки до 0,1°, поэтому соотношение топлива и воздуха при грамотной настройке горелки будет оптимальным. На жидком топливе (легкое дизельное топливо) горелка работает в двухступенчатом режиме, на газе – в модулируемом либо ступенчатом режиме, в зависимости от вида регулирования.

Менеджер горения выполняет контроль всех функций горелки, управление регулированием, обеспечивает порядок всех стадий запуска и отключения горелки. Вся «жизнь» горелки отображается на дисплее – блоке управления и настройки. Встроенная функция автоматического контроля герметичности газовых клапанов, как и на всех цифровых горелках Weishaupt, обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации. Наличие интерфейса для подключения по шине eBus позволит интегрировать горелку в систему общего управления от центрального пульта управления техники здания или увязать несколько горелок в каскад. Дополнительной функцией данного интерфейса является дистанционная диагностика и дистанционное техническое обслуживание.

Изменился также диапазон рабочего поля горелки, теперь он составляет 70–340 кВт. Таким образом, новая горелка стала еще более универсальной в использовании, но с другой стороны – более экономичной и абсолютно точной.

За счет радиального расположения вентилятора корпус стал более компактным, что позволило дополнительно установить отдельный двигатель для жидкотопливного насоса. Теперь постоянный контроль заполнения топливного бака и правильности подключения топливных шлангов более не нужен. При работе на газе жидкотопливный насос отключен, а переключатель вида топлива расположен на самой горелке, на корпусе. Воздух на сжигание подается через воздухозаборник со встроенной шумоподавляющей изоляцией, поэтому уровень шума даже при работе на максимальной мощности на удивление очень низкий.

Горелка WGL30 – теперь самая малая по мощности в ряду комбинированных горелок Weishaupt с цифровым менеджером и электронным связанным регулированием.

www.weishaupt.ru

ИТОГИ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ – 2009»



9 июня 2009 года в ГК ИЗМАЙЛОВО (г. Москва) успешно прошла Всероссийская конференция «РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ – 2009», посвященная актуальным вопросам модернизации и реконструкции оборудования ТЭЦ, ГРЭС, ТЭС и других предприятий электроэнергетики, повышению эффективности, автоматизации, надежности, безопасности и экологичности энергетики России.



Благодаря интересной программе в работе конференции приняли участие более 130 предприятий энергетики, проектных и научных институтов, СМИ, производителей оборудования и инжиниринговых компаний. Участие в конференции представителей ведущих предприятий энергетики: ОГК-1, ОГК-3, ОГК-4, ОГК-5, ОГК-6, Енисейская ТГК (ТГК-13), Ириклинская ГРЭС, ТЭЦ-22 Мосэнерго, Каширская ГРЭС, Минусинская ТЭЦ, Комплексные энергетические системы, Костромская ТЭЦ-2, Костромская ГРЭС, Кузбассэнерго, Рефтинская ГРЭС, Смоленская ГРЭС, ТГК-1, ТГК-2, Мосэнерго, ТЭЦ-20 Мосэнерго, Шатурская ГРЭС и других – свидетельствует о значимости и актуальности проведенного мероприятия.

Электроэнергетика – одно из ключевых направлений экономики России, создающее основу для развития и совершенствования всех отраслей промышленности. Проведение всероссийской конференции было направлено на содействие внедрению передового опыта и новейших технологий в производство, активизацию инновационных и инвестиционных процессов реконструкции энергетики.

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:



♦ **Инновационные решения и высокоэффективное оборудование для модернизации и реконструкции теплоэлектростанций и других предприятий энергетики.**

- ◆ **Экология энергетики – газоочистка, водоочистка и переработка отходов.**
- ◆ **Вопросы промышленной безопасности и антикоррозионной защиты.**

Оргкомитет и ООО «ИНТЕХЭКО» выражают благодарность всем участникам конференции за то, что в условиях экономического кризиса делегаты все-таки изыскали возможность приехать в Москву и участвовать в работе данного мероприятия. Участие специалистов из разных регионов позволило обменяться опытом и обсудить первоочередные мероприятия для реконструкции энергетики России.

Основные задачи, которые в настоящий момент решаются в энергетике: модернизация оборудования с целью повышения надежности эксплуатации электростанций, продление сроков эксплуатации действующего оборудования, создание новых мощностей. В условиях мирового кризиса огромную роль играет экономия всех видов ресурсов, именно поэтому в рамках конференции была представлена актуальная информация о сокращении расходов и повышении эффективности, безопасности, автоматизации и экологичности предприятий энергетики.



Делегаты конференции имели возможность ознакомиться с новейшими решениями ведущих инженеринговых компаний и производителей оборудования для предприятий энергетики: ВНИИАМ, Комтек-Энергосервис, НПО ЦКТИ, Инженерный центр ЕЭС, Фирма ОРГРЭС, ИРИМЭКС, FANS (Чехия), ИНТЕХЭКО, Dow Chemical (США), KRAFTELEKTRONIK (Швеция), Телесистемы, Галокор, Fingo Eco (Финляндия), Тусо Fire (США), Belman (Дания), ТехноПласт Инжиниринг (Украина), Теплоэнергосервис, Уральский турбинный завод, Кондор-Эко, ФИНГО ИНЖИНИРИНГ, Служба защиты сооружений, Экопромстройсервис, НПП Высокодисперсные металлические порошки, Энерлинк, СФ НИИОГАЗ, НПП Компенсатор, БМТ, Fives (Франция), ПРОМБИОТЕХНИКА (Украина), НПФ ЭКО-ПРОЕКТ, СибВТИ, Сибэнергомаш, Сибирский энергетический научно-технический центр, УралЭнергоМонтаж, Ивэлектроналадка, LEKUL (Австрия), Stock (Германия), ЭМАльянс, НТВ-энерго, Инженерный центр энергетики Урала, Сервис Новой генерации, Теплоэнергосервис, Jotun Paints (Норвегия), Schenck Process (Германия), НПП Эталон, Brady (США), НПП Объединенные Водные технологии, Гидрокор, ДнепрВНИПИЭнергопром (Украина) и многих других.

Среди наиболее интересных докладов: пути увеличения тепловой и электрической мощности ТЭЦ; современные предложения по реконструкции и модернизации паротурбинного оборудования; инновационные технологии энергосбережения; варианты организации сервисного обслуживания тепловых электростанций; новейшие технологии учета энергоресурсов; автоматизированные системы очистки теплообменных коллекторов; высокотемпературный анемометр LEKUL; экономия электроэнергии и эффективная газоочистка; современные схемы водоподготовки для энергетики; новые ремонтные технологии; реконструкция градирен и химводоочисток; системы промышленной безопасности и пожаротушения; новейшие технологии антикоррозионной и химической защиты, усиление и восстановление оборудования и сооружений предприятий энергетического комплекса.

В холлах конференц-залов проводилась выставка «Инновационные технологии для российской энергетики», на которой делегаты конференции смогли поближе познакомиться с технологиями и решениями докладчиков.



Всероссийская конференция «Реконструкция энергетики – 2009» предоставила хорошую возможность для обмена знаниями и опытом, позволила выработать подходы к модернизации и реконструкции ТЭЦ, ГРЭС, ТЭС и других предприятий энергетики, дала новые импульсы и контакты участникам.

ВЫСТАВКИ

Оргкомитет выражает признательность спонсорам за активное участие в подготовке конференции: ЗАО «ИРИМЭКС», ООО «ИНТЕХЭКО», KRAFTELEKTRONIK AB (Швеция), ОАО «ФИНГО», ЗАО НПП «Объединенные водные технологии», ООО «Комтек-Энергосервис».



Оргкомитет благодарит ведущие отраслевые журналы и интернет-издания за информационную поддержку конференции: журналы: Академия Энергетики, Мировая энергетика, Главный энергетик, Инновации в электроэнергетике, Экспозиция Энергетика, Химическое и нефтегазовое машиностроение, Главный инженер, Менеджер Эколог, Новости теплоснабжения, Химическая техника, Водочистка, Компрессорная техника и пневматика, Control Engineering Россия, Национальная металлургия, Технический альманах Оборудование, Сфера Нефтегаз, Экологическая безопасность, Газ. Нефть. Бизнес Татарстана, SLANT Нефтегазовое оборудование, Экологическая безопасность, Лакокрасочная промышленность, Главный механик, Энергосбережение и водоподготовка, Деловой экологический журнал, Энергобезопасность и энергосбережение, Эксперт. Оборудование, Энергослужба предприятия, ЭнергоЭксперт, ЖКХ и энергетика региона, Альманах Деловая слава России, Энерго-info, ЖКХ-info, Турбины и дизели, интернет-порталы: Всероссийский экологический портал, Промышленная безопасность Safeprom.ru, Web-Digest – Переработка мусора, РосТепло.ru, EnergyLand.info, KIPINFO.ru, EcoNews.uz, Зеленые страницы, НП Гильдия Экологов, газета Энергетика и Промышленность России.



Следующая Всероссийская конференция «РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ – 2010» состоится 8–9 июня 2010 года – см. www.intecheco.ru
 Председатель оргкомитета: Ермаков Алексей Владимирович
 т.: +7 (905) 567-8767, ф. +7 (495) 737-7079 admin@intecheco.ru www.intecheco.ru



В.В. Канажевский,
Б.А. Суденко,
ООО «НПП «Сибэнергоучет»

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ ОРГАНИЗАЦИОННО- ТЕХНИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ РАБОТ В СФЕРЕ РЕАЛЬНОГО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

За прошедшие десять лет ситуация в области энергосбережения изменилась мало, и одна из главных причин заключается в практической неприменимости и поэтому неприменяемости единственных с 1996 г. и 1998 г., соответственно, действующих редакций Закона «Об энергосбережении» и «Правил проведения энергетических обследований организаций».

Очевидно, что само понятие «энергосбережение» сегодня не отражает существа проблемы уменьшения энергетической составляющей в себестоимости любой продукции, включая и производство энергии, правильнее использовать термин «энергоэффективность».

Энергосбережение – синоним экономии, процесса в основном напрямую зависящего от человека, т.е. процесса, реализуемого преимущественно в ручном режиме управления.

Энергоэффективность – это неотъемлемая характеристика технологического оборудования, процесса, которые при заданных режимах эксплуатации потребляют оптимально малое количество энергии. Энергоэффективность в основном не зависит от человеческого фактора, а реализуется в режиме автоматического или автоматизированного управления.

Но дело даже не в терминологии, поэтому далее будем использовать общепринятые понятия.

Энергосбережение, в любом варианте его толкования, подразумевает наличие трех составляющих:

- 1) стимул к энергосбережению;
- 2) механизм энергосбережения;
- 3) средства измерения и учета количества энергоресурсов.

К настоящему времени сложилась ситуация, в которой достижение главной цели деятельности

энергоаудиторских предприятий в партнерстве с дочерними обществами, а именно – ежегодное фактическое повышение эффективности использования энергии и энергоносителей отодвинулось на второй план. При этом основной упор делается на изучение технологических процессов, разработку методик, сбор и систематизацию отчетной информации и тому подобное, то есть на то, что собирательно можно назвать разработкой механизмов энергосбережения.

Гораздо меньше внимания уделяется средствам и системам учета энергоресурсов.

Совсем оставлен вне поля зрения вопрос стимулов и механизмов стимулирования энергосбережения, тогда как он является изначальным, не таким простым и безопасным, как это может показаться на первый взгляд.

Рассмотрим пример. В одном довольно крупном магазине был установлен теплосчетчик. Владелец, впервые уплативший за тепло по счетчику вполнине меньше, чем «по трубе», увлекся проблемой экономии настолько, что фактически не уходил из своего магазина, в разумных пределах прикрывая или полностью перекрывая подачу теплоносителя перед теплосчетчиком. Средств на покупку системы автоматического регулирования у него не было. Не часто встретишь такую одержимость. Материальный стимул творил чудеса.

Сантехник, которому впоследствии порекомендовали регулировать подачу теплоносителя, вознаграждая его процентом от экономии, в первую же зиму разморозил систему отопления, стремясь получить большее вознаграждение. Монтировать систему регулирования владелец по-прежнему не хочет, потому что вместе с эксплуатационными расходами она окупится только через два года.

Таким образом, стимул исчез, энергосбережение закончилось, владельцу стало достаточно того, что за тепло он платит по счетчику.

Не получится ли так, что, разработав в конце концов механизм энергосбережения, решив проблему учета энергоресурсов, мы станем в тупик из-за отсутствия механизмов стимулирования к внедрению и эксплуатации энергосберегающих мероприятий и проектов или, того хуже, внедрением этих мероприятий и проектов снизим уровень промышленной безопасности технологических объектов?

Результаты выполнения нашим предприятием работ по энергоаудиту и энергетическим обследованиям на объектах Газпрома, на предприятиях Российских железных дорог, на комбинатах Росрезерва, в сфере ЖКХ – везде были примерно одинаковыми. Вместо декларируемого нами снижения энергопотребления и сокращения финансовых затрат на оплату энергии, заказчики получали:

1. Отчет об обследовании;
2. Энергетический паспорт;

3. Перечень энергосберегающих мероприятий, который условно состоял из следующих групп:

3.1. Мало- и среднетратные мероприятия по реконструкции систем энергопотребления, необходимость реализации которых уже определена заказчиком, но отсутствовали ТЭО и финансирование.

Как правило, в эту группу включались мероприятия, связанные с ремонтом или заменой оборудования, которые заказчик при отсутствии целевого финансирования с любыми натяжками стремился провести через энергосбережение, к примеру, такие как:

- ♦ замена трансформаторов, электросчетчиков, участков кабельных линий,
- ♦ ремонт теплотрасс, восстановление теплоизоляции, замена трубопроводной арматуры.

3.2. Стандартные энергосберегающие мероприятия, применимые практически к любому предприятию, малозатратные и малоэффективные, связанные, как правило, с системами освещения, утеплением некоторых строительных конструкций, ликвидацией различных утечек и тому подобное, то есть набор того, что можно сделать, а можно и не делать. И что, скорее, все равно не будет сделано, даже если вдруг появится финансирование.

3.3. И наконец, третья, самая немногочисленная группа мероприятий – это выработанные самими аудиторами предложения по модернизации технологических процессов, систем энергоснабжения и энергопотребления, связанные с применением современного, как правило импортного, оборудования и материалов. Это мероприятия, которые по расчетам аудиторов могли, в случае их внедрения, дать значительный экономический эффект, но достаточно дорогостоящие, со сроком окупаемости до 5 лет. Такие мероприятия требовали серьезных проектных разработок, комплектации, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ. И именно поэтому, как показывает практика, вероятность их реализации в большинстве случаев приближалась к нулю.

Таким образом :

1. Интересы заказчиков в работах по энергоаудиту и энергетическим обследованиям на практике ограничиваются следующими целями:

а) получением основания для отчета перед органами надзора и вышестоящей организацией о том, что работы по энергетическим обследованиям или энергоаудиту и, как следствие, по энергосбережению на предприятии проводятся;

б) получением утвержденного в установленном порядке энергетического паспорта предприятия для того, чтобы на последующие 5 лет не отвлекаться на бесполезные заботы от энергосбережения;

в) получением дополнительного финансирования по статье «энергосбережение» с тем, чтобы за счет выделенных средств решить проблемы, которые положено решать за счет других статей затрат, таких как «эксплуатация» или «капитальный ремонт»;

2. Энергосбережение сегодня – это безрезультатный виртуальный процесс при минимально возможных финансовых затратах на его осуществление;

3. Объемы энергопотребления в промышленности, удельные расходы энергии и энергоносителей на единицу выпускаемой продукции решающим образом обусловлены энергетическими характеристиками эксплуатируемого оборудования и в гораздо менее значительной степени зависят от факторов, которые непосредственно относятся к деятельности оперативного и эксплуатационного персонала.

Есть предложение изменить подходы и организацию работ в сфере реального энергосбережения, включив в круг обязанностей энергоаудиторов разработку таких документов, как:

1. Отчет об энергетических обследованиях;
2. Энергетический паспорт;

3. Аналитическая записка с объяснением и обоснованием причин выявленных энергоаудитором расхождений между итоговыми отчетными данными обследованного предприятия, отчетами от подразделений и служб, отчетными данными штатных приборов коммерческого и технического учета, расчетами, выполненными энергоаудитором.

Аудиторские организации должны участвовать в реализации энергосберегающих мероприятий, проведении анализа функционирования после их внедрения с определением реального экономического эффекта и сроков окупаемости.

Энергоаудиту, как одному из инструментов энергосбережения, должна быть придана более практическая, более прикладная направленность.

Нужно систематизировать, проанализировать и сгруппировать (из выполненных за последние годы обследований) мероприятия с различными сроками окупаемости и вменить в обязанности энергоаудиторов при последующих обследованиях включать в отчет раздел о применимости этих мероприятий в обследуемом обществе.

В отношении ОАО «Газпром», например, стоило бы проработать вопрос специализации энергоаудиторских фирм по видам технологических процессов:

- ◆ добыча;
- ◆ первичная переработка;
- ◆ хранение;
- ◆ транспорт.

А также специализации по видам энергии и энергоносителей:

- ◆ газ;
- ◆ электроэнергия;
- ◆ тепловая энергия;
- ◆ вода, водоотведение;
- ◆ моторное топливо, ГСМ.

Возможно, есть смысл рассмотреть вопрос о проведении коллективных обследований (со специализацией в любом из предложенных выше сочетаний). Это

достаточно сложно в организационном плане, но гораздо эффективнее в результате.

Энергетические обследования в ОАО «Газпром» проводятся без малого десять лет. Эти работы имеют свою затратную часть, свою экономическую эффективность и сроки окупаемости. Надо определить их. Вряд ли экономические результаты будут впечатляющими, но важно то, что за прошедшие годы накоплен опыт, достаточный для осмысления сегодняшней ситуации с тем, чтобы внести серьезные изменения в организацию, порядок проведения работ по энергоаудиту и энергетическим обследованиям с тем, чтобы ввести в эти работы целевую функцию – реальное энергосбережение.

Обратимся к материалам, посвященным вопросам энергосбережения, десятилетней давности.

Ниже приведены выдержки из статьи «Принципы энергосбережения в магистральном транспорте газа», А.М.Бойко, А.Д.Седых, Е.В.Леонтьев, № 1–2, 1999 г. Научно-технического сборника «Проблемы энергосбережения в газовой промышленности»:

«В настоящее время в отрасли назрела необходимость перехода к активному энергосбережению. Существующие газотранспортные системы проектировались для работы в условиях сравнительно низкой стоимости энергоресурсов.

Главным критерием выбора проектных решений было не энерго-, а металлосбережение. В результате удельная энергоемкость отечественных газопроводов примерно в 1,5 раза превышает показатели зарубежных газопроводов.

Во многих газотранспортных предприятиях энергетическая составляющая является существенной, а иногда и ведущей статьей себестоимости транспорта газа. В среднем по отрасли на энергетические расходы приходится порядка 20% себестоимости транспорта газа. В предприятиях с большей долей электроприводных КС на энергозатраты приходится до 60% себестоимости.

Одним из главных условий успешного энергосбережения является его экономическое стимулирование.

Прежде всего, энергосбережение должно рассматриваться как планомерный общепромышленный процесс поэтапного снижения энергоемкости российской газотранспортной сети до экономически оправданного на каждом этапе уровня, обеспечивающего улучшение экономических показателей транспорта газа. Отсюда следует, что отраслевое управление энергосбережением должно быть централизованным.

Анализ показывает, что резервы энергосбережения могут быть реализованы по четырем направлениям:

- 1) строительство новых газопроводов с использованием энергосберегающих технологий;
- 2) реконструкция действующих газотранспортных систем с заменой устаревшего неэкономического оборудования КС и внедрением энергосберегающих технологий транспорта газа;

3) эксплуатационные мероприятия (ремонт и профилактическое обслуживание действующего оборудования, оптимизация режимов, снижение потерь газа и т.п.);

4) организационно-технические мероприятия (совершенствование системы учета и контроля эффективности энергозатрат, разработка общеотраслевых и региональных программ энергосбережения, проведение энергетических аудитов, нормативно-методическое обеспечение экономии ТЭР).

Планирование и проведение энергосберегающих мероприятий должно проводиться в увязке с планами развития и реконструкции газотранспортных систем, причем в настоящее время и на перспективу реконструкция газопроводов будет главным направлением энергосбережения.

Для оценки эффективности энергозатрат на газопроводах и разработки планов энергосбережения необходимо ввести в практику проведение систематических внутренних энергоаудитов объектов газопроводов и газотранспортных систем в целом.

Первоочередными являются менее капиталоемкие энергосберегающие мероприятия, которые необходимо ранжировать по удельной стоимости (руб. на 1 кВт·ч сэкономленной энергии).

Для успешной реализации программ энергосбережения должна быть разработана современная нормативно-технологическая база энергосбережения.

В самые короткие сроки необходимо разработать следующие документы:

♦ положение по экономическому стимулированию энергосбережения на уровне газотранспортного предприятия;

♦ общеотраслевую программу энергосбережения в транспорте газа на период до 2005 г.;

♦ методику внутреннего энергетического аудита с анализом эффективности использования энергоресурсов в транспорте газа;

♦ новую редакцию инструктивных материалов по энергосбережению (взамен устаревший редакции 1988 г.);

♦ методику нормирования расхода ТЭР в транспорте газа (вместо устаревшей Инструкции 1990 г.).

По-видимому, целесообразно организовать в газотранспортных предприятиях службы по координации работ в области контроля и рационального использования энергоресурсов.

В то же время сама процедура управления энергосбережением не должна быть чрезмерно централизованной. Роль Центра в этом вопросе состоит лишь в разработке концепции, долгосрочных отраслевых программ энергосбережения, методическом обеспечении и создании условий, стимулирующих энергосбережение. Решающее звено в создании эффективного механизма энергосбережения – это разработка и внедрение упомянутого выше Положения по экономическому стимулированию энергосбережения на уровне предприятий».

Актуальность данной статьи, спустя десять лет сохранилась.

Отраслевые наработки прошлых лет должны использоваться аудитором, потому что их концептуальные и методологические принципы являются основой наших сегодняшних работ в области энергосбережения.

НОВОСТИ

НОВАЯ СЕРИЯ СЕЛЕКТИВНЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВА08 НА ТОКИ ОТ 160 А–800 А ОАО «КОНТАКТОР»

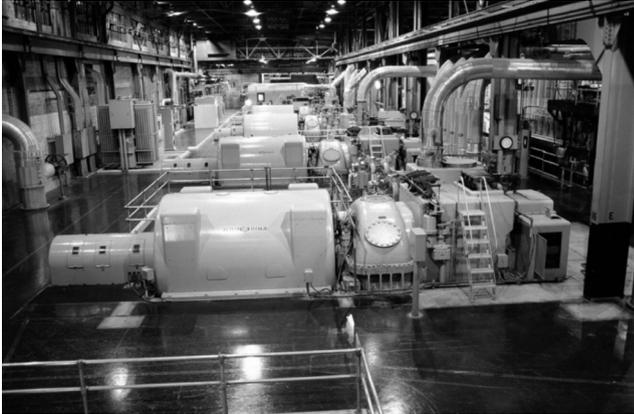
Выключатели серии ВА08 – это малогабаритные современные выключатели в пластмассовом корпусе, на номинальные токи до 800 А, оснащенные микропроцессорным расцепителем БУТ-12.

В серии ВА08 соединены традиционное качество ОАО «Контактор» и современные подходы к проектированию.

Выключатель ВА08:

- электронный максимальный расцепитель тока, оснащенный информационными индикаторами;
- встраиваемость в АСУТП;
- один габарит для всей серии;
- полностью заменяет серию А3790 и частично ВА50-41 (на токи до 800 А);
- стационарное и выдвижное исполнение;
- постоянный и переменный ток;
- номинальный кратковременный выдерживаемый ток – 20 кА (1 сек.);
- полная селективность – позволяет оптимизировать габариты и стоимость щита;
- четыре вида зависимости времени срабатывания от тока перегрузки в одном исполнении расцепителя: мгновенная, независимая, квадратичная и четвертой степени;
- соответствие ГОСТ Р 50030.1 и ГОСТ Р 50030.2, МЭК 60947-1;
- рабочий диапазон температур –50 до +70 °С, при влажности до 98%.

www.elec.ru



В.А. Курьянов,
зам. генерального директора
по энергетике,
ОАО «МПНУ Энерготехмонтаж»

ОПЫТ В ПРОЕКТИРОВАНИИ, СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ПУСКО-НАЛАДКЕ МИНИ-ТЭЦ

Интерес к строительству мини-ТЭЦ и реконструкции действующих котельных с превращением их в автономные источники электро- и теплоснабжения с каждым днем все более и более возрастает. Причин этому много, основная, конечно, – это возможность и надежность обеспечения объектов электроэнергией (ЭЭ), утилизация же выделяемого при этом тепла существенно снижает себестоимость получаемой ЭЭ.

Однако специалистов, имеющих необходимый опыт и способных грамотно реализовывать проекты строительства таких специфических объектов, явно не хватает.

Положение усугубляется затянувшимся периодом отсутствия нормативной базы для проектирования когенерационных станций на основе как газопоршневых агрегатов (ГПА), так и газотурбинных установок (ГТУ) малой мощности. Формальное следование нормам проектирования электростанций в соответствии с аббревиатурой «ТЭЦ» или опыт проектирования отопительных котельных приводит к ошибочным проектным решениям увеличивающим срок и стоимость строительства.

Характерные ошибки заказчиков при подборе оборудования

Идея строительства мини-ТЭЦ, как правило, возникает у заказчика с появлением проблемы в полу-

чении в первую очередь ЭЭ. Получаемое при этом тепло – вторично. Оно рассматривается как фактор, удешевляющий ЭЭ.

При этом каждый заказчик хочет получить максимальный результат с минимальными затратами, не всегда задумываясь, что результат пропорционален затратам.

Очень важно уже на первом этапе, когда идет совместная работа заказчика с проектировщиком по подготовке «Задания на проектирование», подобрать оборудование, выбрать принципиальную схему мини-ТЭЦ, с учетом всех пожеланий заказчика, в пределах имеющихся финансовых средств. Именно эта фаза создания мини-ТЭЦ определяет ее работоспособность и экономику.

Заложенные на данном этапе просчеты могут привести к:

- ♦ переизбытку генерирующих мощностей, соответственно излишним инвестиционным затратам;
- ♦ перегрузу либо недогрузу установленного оборудования, что одинаково негативно влияет на ресурс силового оборудования;
- ♦ недополучению в «часы пик» необходимого количества энергии как электрической, так и тепловой;
- ♦ увеличению вероятности полного отключения потребителей при срабатывании автоматики безопасности.

ОБМЕН ОПЫТОМ

♦ повышенным эксплуатационным затратам, которые в конечном счете могут значительно превысить экономию, полученную в период закупки оборудования и строительства энергостанции.

Основными причинами данных и других рисков являются:

1. Неполная либо недостаточная проработка исходных данных по нагрузкам:

♦ по величине как ЭЭ, так и тепла. При этом крайне мало уделяется внимания расчетам режимов минимального потребления ЭЭ;

♦ по распределению нагрузок по времени (день-ночь, зима-лето, будни-праздники и т.п.), их анализ позволяет определить максимальную и минимальную нагрузки, которые должны обеспечивать энергоагрегаты;

♦ по «набросам» и «сбросам» нагрузок при включении (выключении) мощных потребителей.

2. Отказ (либо пренебрежение) от дополнительных (резервных) источников ЭЭ (сеть, ДЭС), которые могут «подхватить» нагрузку при падении потребления ниже минимально допустимого уровня либо «подпитать» в «час пик».

3. Экономия при выборе уровня средств контроля и автоматизации работы мини-ТЭЦ не только снижает надежность работы мини-ТЭЦ, но и существенно повышает эксплуатационные расходы.

Немаловажным фактором на подготовительном этапе является выбор заказчиком поставщика основного оборудования. В погоне за сиюминутной экономией средств (на покупке оборудования) заказчик не учитывает, что экономику необходимо считать на всем жизненном цикле мини-ТЭЦ и здесь немаловажным фактором является учет эксплуатационных расходов. Только официальные представители компаний-производителей подберут комплектацию оборудования, наиболее полно удовлетворяющую запросам заказчика (не пытайтесь любыми путями продать то, что есть «на складе»), выдадут полный комплект технической и эксплуатационной документации (на русском языке), обеспечат качественное гарантийное и постгарантийное обслуживание своего оборудования.

В Интернете очень много предложений по машинам б/у. Действительно, восстановительный ремонт, сделанный в Германии, восстанавливает ресурс на 70–80%, при этом цена существенно ниже новой машины. Однако, останавливаясь на этом выборе, надо быть внимательным: на одном объекте мы столкнулись с «варварским» демонтажем б/у машин. При вполне приличном состоянии механической части все штатные цепи управления и контроля были просто перекушены у основания и при отсутствии схем восстановить их было проблематично.

Основные ошибки при проектировании

1. Одним из моментов, на который необходимо обращать внимание проектировщику, является нали-

чие байпаса в котле-утилизаторе отработанных газов. От этого зависит расчет диаметров и выбор материала для газоходов и дымовых труб. При наличии байпаса расчетная температура выхлопных газов составляет 450–470°C, при его отсутствии – не более 200°C. Соответственно можно применять не жаропрочные стали, с меньшим диаметром газохода.

2. В Европе, несмотря на жесткие требования по экологии, очень часто применяются дымовые трубы высотой 15–20 м. По российским же требованиям высоты труб от ГПА составляют от 80 м (Москва) до 60 м (МО). Вероятно, впереди время оптимизации и мы сравняемся с Европой. Сейчас же самотяга труб высотой 80–60 м существенно влияет на режимы работы ГПА и пиковых котлов, а поставка шиберов не входит даже в опцию, необходимость установки шиберов не отражена в проектах и приходится врезать их «на ходу».

3. Русские зимы в отличие от европейских (и нашей последней) также вносят коррективы в схемы, предложенные фирмами-изготовителями и примененные нашими проектировщиками. Так, в «дежурном» контуре аварийного охлаждения этиленгликолевая смесь начинала циркулировать от теплообменника возле машины (+18°C) до градирни на крыше (–25°C) и теплообменник размораживался со стороны воды. Пришлось схемы изменить.

4. Не все проектировщики уделяют должное внимание расчету и установке необходимого вентиляционного оборудования. Помимо обеспечения необходимого воздухообмена, необходимо обеспечить и температурный режим в машинном зале в пределах 15–35°C, т.к. когенераторы очень чувствительны к температуре окружающего воздуха, особенно генераторы. Причем и приточное, и вытяжное оборудование должно быть оснащено шумопоглощением, особенно если мини-ТЭЦ расположена в жилой зоне.

5. В процессе разработки раздела проекта проектант должен тщательно изучить опцию поставки оборудования и в процессе разработки проекта поддерживать тесный контакт с поставщиком. Надежда на полную поставку автоматики с машиной приводит иногда к практически полному отсутствию части автоматизации в проектной документации. На самом деле фирма-производитель дает схему, обычно неполную поставку и кабельный журнал, в котором даны типы кабельной продукции, но не определены их длина и аксессуары (лотки, крепеж и т.д.). Места врезок первичных приборов также должны определяться проектом, так как системы утилизации и аварийного охлаждения расставляет не фирма-производитель, а проектная организация.

Также фирмы-производители готовы разработать и поставить автоматическую систему, предотвращающую останов машины из-за резкого наброса или сброса электрической нагрузки более 10% мощности, но это необходимо прописывать в контракте и своев-

ременно получить от них рекомендации по применению коммутационной аппаратуры отключения групп потребителей и в свою очередь предоставить приоритеты потребителей.

6. Зачастую проектировщики упускают создание сервисных зон установленного оборудования. Выявляется это при шеф-монтаже поставщика оборудования с последующими доработками проекта либо при сдаче объекта в эксплуатацию по требованию надзорных органов.

7. Проектировщикам следует учитывать высокие требования поставщиков к разводке, укладке и креплению силовых и сигнальных кабелей от когенераторной установки (КГУ).

Опыт монтажа и пуско-наладки мини-ТЭЦ

Монтажные работы требуют достаточно высокого уровня монтажного персонала. Можно отметить несколько факторов, влияющих на качество монтажных работ.

1. Как правило, российские требования к монтажу в основном соответствуют требованиям технических инструкций фирм-изготовителей, однако ряд требований этих инструкций носит специфический характер, и при монтаже их необходимо неукоснительно соблюдать. Самая главная задача для монтажной организации – эти технические инструкции вовремя получить и предпочтительнее на русском языке. Весьма редко такие инструкции передаются в монтаж до его начала. Техническое сопровождение фирм-производителей оставляет желать лучшего. Например, при монтаже оборудования энергоцентра «Три Кита» часть наших вопросов просто передавалась в Австрию (т.к. имели дело с австрийским оборудованием) и мы достаточно долго ждали ответов. При монтаже мини-ТЭЦ в г. Москве уже в 2006 г. также технические инструкции представителями фирмы были нам предъявлены после окончания монтажа.

2. Тот факт, что от момента начала проектирования до поставки оборудования проходит достаточно длительный период времени, а исходные данные выдаются еще ранее, часто приводит к несоответствию поставленного оборудования проектным решениям. Например, на одной мини-ТЭЦ поставленные газогенераторные машины оказались на 200 мм длиннее, чем были заявлены в исходных данных, и пришлось приложить немало усилий для ее установки на выполненный меньший фундамент. В другом случае абсорбционная холодильная машина оказалась на 4 тонны тяжелее заявленных исходных данных, что также потребовало срочных корректив в проект производства работ, в третьем случае поставленный фирмой участок газохода от машины к теплообменнику из-за изменения конфигурации выходного патрубка пришлось полностью переделывать.

3. Оформляют контракты на закупку машин, как правило, менеджеры, далекие от производства, и

многие элементы поставки, предлагаемые фирмами опционно, остаются без внимания покупателя. Например, погрузка и выгрузка агрегированных машин, вес которых более десяти тонн, по технической инструкции завода-изготовителя производится специальной оснасткой, которую никто не покупает. Из-за ее отсутствия нам пришлось при выгрузке машин на «Трех Китах» не только изготавливать подобную оснастку практически по фотографическим изображениям, но и демонтировать часть навесного оборудования газогенераторных модулей. А это время и дополнительные затраты. Также никто не покупает предлагаемые фирмами ролики для накатки машин в проектное положение. Приходится разрабатывать накаточные пути, применять лебедки.

4. На всех без исключения объектах нам приходилось при приемке фундаментов под машины требовать перешлифовки опорной плоскости. Дело в том, что машины на фундаментах не закреплены ни анкерами, ни направляющим или ограничителями. Поэтому требования к допускам по отметкам, чистоте поверхности довольно жесткие.

5. Пусконаладочные работы зачастую задерживаются из-за недостаточности на данный момент электрической нагрузки. При новом строительстве ввод мини-ТЭЦ, как правило, опережает готовность потребителей электроэнергии. И если для ввода пиковых котлов нет проблем (подача тепла на отопление неотделанных помещений), то подать ЭЭ без потребителей невозможно. Как выход из такой ситуации при пуске контейнерной мини-ТЭЦ в г. Сочи нами была применена система балластной нагрузки.

6. Большие проблемы при наладке систем управления машинами возникают в случае выдачи технических условий поставщику когенераторного оборудования для работы в параллель с сетью, а не в случае фактической работы в автономном режиме. (Владельцы внешних сетей, как правило, упорно препятствуют подключению мини-ТЭЦ к сетям, особенно осуществлению приема выработанной ТЭЦ электроэнергии.) Практически весь алгоритм управления, заложенный фирмой при изготовлении машины, приходится перестраивать «на ходу».

7. Первые машины на ТК «Три Кита», да и ряд последующих в гг. Ярославле, Сочи, Каменск-Шахтинском, мы сдавали еще газовой инспекции Энергонадзора, и в условиях отсутствия нормативных документов именно по газовым двигателям пришлось разрабатывать и согласовывать соответствующие методики, отчеты, акты.

Все вышесказанное позволяет сделать вывод о необходимости очень серьезного подхода к производству монтажных и пусконаладочных работ и предпочтения среди огромного числа фирм, готовых взяться за эти работы, фирмам, имеющим определенный опыт.



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПАРОВЫХ КОТЕЛЬНЫХ

А.Л. Репин

Повышение эффективности работы паровых котельных при использовании когенерационных установок с винтовым двигателем. // Автореф. канд. дисс. Спец.: 05.14.04 – Промышленная теплоэнергетика. Краснодар: КубГУ, 2006. – 24с.

Общая характеристика работы

Актуальность темы

По разным оценкам, от 50 до 70% территории России, на которой проживает более 20 млн человек, не охвачено централизованным энерго- и электроснабжением. На этой огромной территории жизнедеятельность людей обеспечивается главным образом средствами малой энергетики: электроснабжение – от автономных дизельных электростанций (ДЭС), теплоснабжение – от местных котельных установок, работающих на твердом, жидком и реже газообразном топливе.

Анализ режимов работы и технического состояния существующих источников тепловой энергии свидетельствует об их низкой энергетической эффективности и надежности. В связи с этим весьма актуальным является вопрос об организации в паровых котельных производства электрической энергии для покрытия

собственных нужд и для отпуска сторонним потребителям. В большинстве коммунальных и промышленных котельных установлены котлы типов ДКВР, ДЕ, КЕ и др., вырабатывающие пар с давлением 1,3 МПа. В то же время потребители используют его, как правило, при давлении 0,3–0,4 МПа. Понижение давления осуществляется в редуцирующих устройствах путем дросселирования, при этом на каждой тонне пар теряется 40–50 кВт*ч энергии. Указанный перепад давления может быть использован для производства электрической энергии в автономной энергогенерирующей установке, состоящей из парового двигателя и электрического генератора.

Это позволит не только существенно снизить себестоимость вырабатываемого тепла, но и обеспечить надежное электроснабжение котельной.

Цель настоящей работы – повышение эффективности работы паровых котельных за счет использо-

вания свободного перепада давления пара для выработки электрической энергии в когенерационной установке с винтовым двигателем.

Научная новизна работы

1. Разработана математическая модель винтового двигателя, работающего на различных рабочих телах, в том числе на водяном паре;

2. Проведена экспериментальная проверка адекватности математической модели винтового детандера;

3. Получены режимные характеристики винтового двигателя при его работе на водяном паре;

4. Предложена методика выбора геометрических параметров двигателя, режимов его работы в соответствии с переменной теплопроизводительностью котельной для получения максимальной годовой выработки электрической энергии.

Практическое значение работы

Внедрение когенерационных установок с винтовым двигателем в паровые котельные является энергосберегающим мероприятием, т.к. позволит исключить потери энергии при редуцировании пара.

Рекомендации, разработанные на основе анализа режимов совместной работы систем теплоснабжения и парового двигателя, позволяют осуществить рациональный выбор геометрических параметров и производительности винтового двигателя, а также режима его работы в зависимости от величины и характера присоединенной тепловой нагрузки. Предложенные методики позволяют определить величину годовой выработки электроэнергии, рентабельность, экономическую эффективность и срок окупаемости данной установки.

Содержание работы

Для осуществления совместной работы котельной, электрогенераторного комплекса и системы теплоснабжения необходимо иметь возможность с достаточной степенью точности прогнозировать характеристики винтового двигателя и параметры рабочего тела в процессе расширения.

Для решения этой задачи разработана математическая модель рабочего процесса детандера. Основными усложняющими моментами при этом явились переменность массы пара, расширяющегося в рабочей полости, протечки пара из полостей высокого давления в полости с более низким давлением, а также протекание процесса в области влажного пара вблизи пограничной кривой.

В основу математической модели винтового двигателя положено уравнение первого закона термодинамики в виде:

$$dQ_{\text{подв}} = d(Gh) - Vdp = hdG + Gdh - Vdp, \quad (1)$$

где dG – изменение массового заряда в полости;

dh – изменение удельной энтальпии пара в полости при повороте ведущего ротора на угол $d\varphi$.

Тепло, подведенное к полости $dQ_{\text{подв}}$, алгебраически складывается из отвода тепла через стенки корпуса ВРМ в окружающую среду $dQ_{\text{внеш}}$, подвода тепла с паром, натекающим в полость i из сзади идущих полостей dG_{i-4} , dG_{i-1} , а также отвода тепла с утечками вопереди идущие полости dG_{i+1} , dG_{i+4} , dG_{i+5} .

$$dQ_{\text{подв}} = dQ_{\text{внеш}} + dG_{i-4} \cdot h_{i-4} + dG_{i-1} \cdot h_{i-1} - (dG_{i+1} + dG_{i+4} + dG_{i+5}) \cdot h_i. \quad (2)$$

По оценкам других исследователей отвод тепла в окружающую среду $dQ_{\text{внеш}}$ составляет до 0,5% мощности ВРМ и может не учитываться.

С учетом (1) изменение давления в полости при повороте ведущего ротора на угол $d\varphi$ составит:

$$dp = \frac{Gdh + hdG - dQ_{\text{подв}}}{V}. \quad (3)$$

Интегрирование уравнения 3 возможно осуществить только численными методами в связи с отсутствием аналитических зависимостей между входящими в него величинами.

Изменение давления в парной полости при повороте ведущего ротора на угол $d\varphi$ в конечных разностях:

$$\Delta P(\varphi + \Delta\varphi) = \frac{G(\varphi) \cdot \Delta h(\varphi + \Delta\varphi) + h_i(\varphi) \cdot \Delta G(\varphi + \Delta\varphi) - \Delta Q_{\text{подв}}}{V(\varphi + \Delta\varphi)}, \quad (4)$$

где

$$\Delta Q_{\text{подв}} = G_{i-1,i}(\varphi + \Delta\varphi)h_{i-1}(\varphi + \Delta\varphi) + G_{i-4,i}(\varphi + \Delta\varphi)h_{i-4}(\varphi + \Delta\varphi) - [G_{i+1}(\varphi + \Delta\varphi) + G_{i+4}(\varphi + \Delta\varphi) + G_{i+5}(\varphi + \Delta\varphi)]h_i,$$

где

ΔG – результирующее изменение массы пара в полости;

Δh – приращение энтальпии в полости, которое является результирующей величиной трех составляющих:

- ♦ увеличения объема при изэнтропном расширении от $V(\varphi)$ до $V(\varphi + \Delta\varphi)$;
- ♦ изменения массы пара из-за натеков и утечек;
- ♦ смешения с паром, натекающим в полость.

На основе уравнения (4) были разработаны программы расчета рабочего процесса ВРМ на сухом, перегретом и влажном паре.

Для расчета рабочего процесса двигателя на влажном паре нами было разработано математическое описание hS -диаграммы в области протекания исследуемых процессов в виде комплекса аппроксимирующих уравнений.

Одной из основных характеристик работы винтового двигателя является адиабатный КПД, который может быть представлен в виде произведения частных коэффициентов.

НАУЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ

$$\eta_{ад} = \eta_V \eta_P \eta_T \quad (5)$$

где η_V , η_P , η_T – соответственно коэффициенты, учитывающие потери с протечками, отклонениями режима от расчетного, гидравлические потери.

В работе предложены уравнения для расчета этих показателей.

Расход рабочего тела через ВРМ:

$$D = \left(\frac{1 - \Delta P_{ex}}{P_{нач}} \right) \frac{G_{теор} 4n}{60}, \text{ кг/с} \quad (6)$$

Внутренняя мощность ВРМ:

$$N_i = D (h_{ex} - h_2) \quad (6)$$

Электрическая мощность на клеммах генератора определяется с учетом механических потерь в двигателе, редукторе и генераторе.

Материалы, полученные при расчетах по предложенной методике, позволяют осуществлять прогнозирование показателей детандер-генераторных установок с ВРМ и оптимизировать их геометрические параметры для максимального покрытия тепловой нагрузки конкретного источника тепла, а также выполнять технико-экономические расчеты для оценки эффективности предлагаемых технических решений.

В работе дано описание конструкции и схемы опытно-промышленного образца детандер-генераторной установки ДГУ-250 с винтовым двигателем, а также приведены результаты расчетного и экспериментального исследования ее работы на сжатом воздухе и дано сопоставление экспериментальных характеристик с расчетными данными.

Когенерационная установка ДГУ-250 состоит из винтового двигателя, редуктора, электрогенератора и щита управления. Стенд, на котором производились испытания установки, оборудован приборами для измерения и регистрации температур, давлений, расхода рабочего тела, а также скорости вращения роторов винтовой расширительной машины.

При проведении испытаний ВРМ на сжатом воздухе в условиях завода-изготовителя была подтверждена работоспособность комплекса и всех систем, а также получены экспериментальные зависимости.

$$G = f(n, P_{ex}), N = f(n, P_{ex}), \eta_{ад} = f(n, P_{ex})$$

Используя разработанную математическую модель ВРМ, те же зависимости были получены расчетным путем.

Результаты сопоставления опытных и расчетных показателей (расхождение не превышает 7%) позволяют сделать вывод о достаточной адекватности предложенной математической модели.

Кроме того, в условиях работы ВРМ в паровых котельных, входящих в систему теплоснабжения, основным фактором, определяющим режим работы комплекса, является меняющаяся тепловая нагрузка

источника тепла и, как следствие, изменение входного давления пара $P_{вх}$. Это потребовало рассмотреть влияние $P_{вх}$ и n на основные показатели установки (рис. 1, 2, 3).

Важным преимуществом ВРМ перед другими типами расширительных машин является положительное влияние наличия жидкой фазы в потоке расширяющегося газа на показатели работы двигателя.

При работе на водяном паре конденсат не только может образовываться в рабочей полости при снижении давления, но и поступать в машину вместе с паром. В результате под действием центробежных сил на поверхности расточки корпуса и на боковых поверхностях зубьев появляется пленка конденсата, толщина которой в зависимости от количества конденсата может оказаться сопоставимой с величиной зазоров в машине. Заполнение зазоров жидкой пленкой существенно снижает перетечки между полостями, что заметно повышает КПД винтового двигателя. Расчеты по разработанной программе показали,

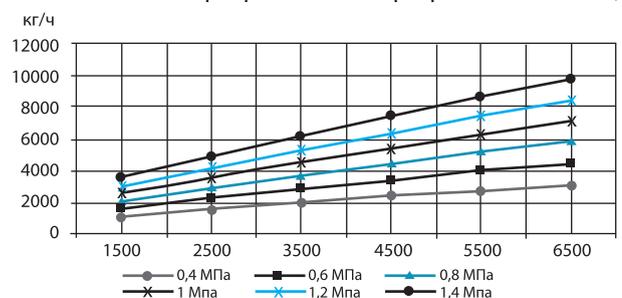


Рис. 1. Зависимость расхода пара от частоты вращения ведущего ротора при различных значениях $P_{вх}$

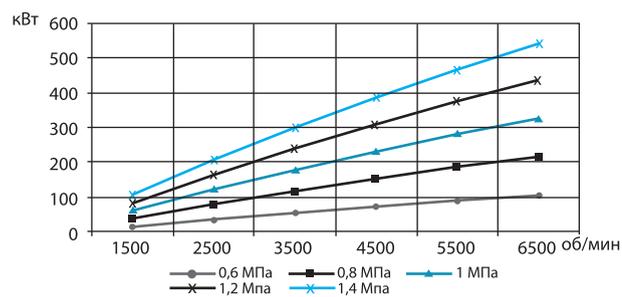


Рис. 2. Зависимость мощности ДГУ от частоты вращения ведущего винта и различных значениях $P_{вх}$

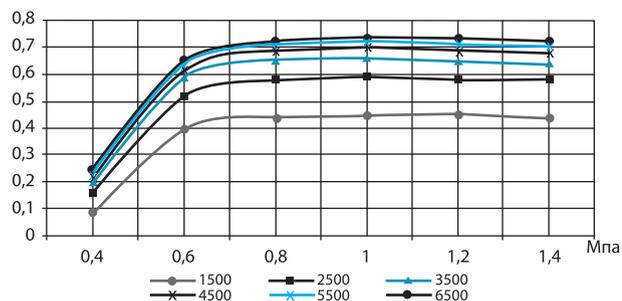


Рис. 3. Зависимость адиабатного КПД двигателя от $P_{вх}$ при различной частоте вращения

что при уменьшении величины зазоров в 2 раза КПД машины возрастает на 8%.

Также в работе рассмотрены условия наиболее эффективной совместной работы ВРМ и систем теплоснабжения при переменной тепловой нагрузке потребителей. На рис. 4 приведена принципиальная схема включения электрогенераторного комплекса в тепловую схему котельной. Покрытие пиковой части теплового графика предусмотрено через регулятор давления 5.

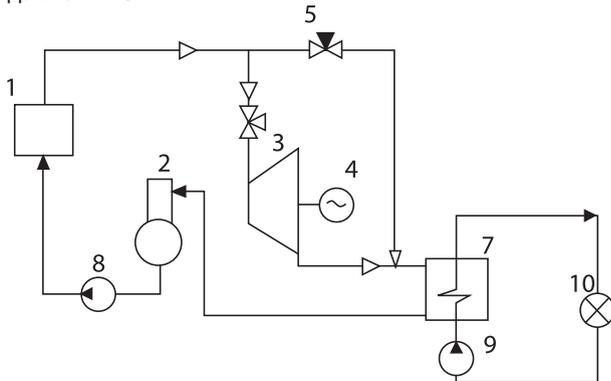


Рис. 4. Принципиальная схема паровой котельной с ВРМ: 1 – паровой котел, 2 – деаэрактор, 3 – расширительная машина, 4 – генератор, 5 – редукционный клапан, 6 – регулятор давления, 7 – сетевой подогреватель, 8 – питательный насос, 9 – сетевой насос, 10 – потребитель

При эксплуатации комплекса задачей является не только обеспечение расхода пара через ВРМ, соответствующего меняющейся тепловой нагрузке, но и получение максимально возможной годовой выработки электроэнергии.

Теплопроизводительность ВРМ (под этим показателем условно будем понимать количество теплоты, переданное потоком пара, выходящим из ВРМ, сетевой подогревательной установке) выражается известным уравнением:

$$Q = D [h_{ax} (1 - \eta_{ад}) + \eta_{ад} h_{2ад} - h_2^{сн}] . \quad (9)$$

Из уравнения (9) следует, что регулирование теплопроизводительности ВРМ в соответствии с меняющейся тепловой нагрузкой возможно двумя путями:

- ♦ изменением расхода пара через ВРМ, которое может осуществляться регулированием частоты вращения роторов и $P_{вх}$;

- ♦ регулированием конечного давления P_2 , что приводит к изменению энтальпии в конце изоэнтропного расширения $h_{2ад}$ и следовательно величины Q .

Следует также учитывать, что при колебаниях как $P_{вх}$, так и P_2 происходит изменение $\eta_{ад}$, в основном за счет появления потерь от несоответствия внутренней и внешней степеней понижения давления, что учитывается режимным КПД двигателя.

Установлено, что наиболее широкие возможности изменения расхода пара дает регулирование частоты вращения роторов, однако при работе в параллель с

системой электроснабжения использовать этот вариант регулирования не представляется возможным.

Определение зависимости теплопроизводительности ВРМ от давления до и после расширительной машины показало, что изменение $P_{вх}$ приводит к практически линейному изменению расхода пара через двигатель, а варьирование выходного давления P_2 крайне незначительно (2–3%) сказывается на величине Q . Следовательно, регулирование теплопроизводительности ВРМ в соответствии с меняющейся тепловой нагрузкой котельной практически возможно только за счет изменяющегося давления пара на входе в машину.

При этом верхний предел теплопроизводительности определяется максимальной величиной давления пара, поступающего в машину. При снижении входного давления соответственно уменьшается массовый расход пара и следовательно теплопроизводительность и мощность ВРМ.

Предложено минимальную теплопроизводительность ВРМ определять из условия равенства электрической мощности $N_э$, вырабатываемой электрогенератором, величине собственных нужд котельной $N_{сн}$. Очевидно, что, если вырабатываемая мощность не покрывает собственные нужды источника, использование когенерационной установки теряет смысл.

Для обеспечения круглогодичного использования когенерационной установки необходимо также выдерживать условие $Q_{min} \leq Q_{ГВС}^{лет}$.

Существенное расширение диапазона регулирования теплопроизводительности машины можно получить, изменяя геометрическую степень расширения двигателя $\epsilon_r = \frac{V_{max}}{V_{HP}}$, где V_{HP} – объем парной полости в момент начала расширения.

Увеличение теплопроизводительности ВРМ возможно за счет снижения геометрической степени расширения, т.к. при этом возрастает расход пара через машину. Это позволит существенно увеличить покрытие тепловой нагрузки паром, отработавшим в ВРМ. При этом общая годовая выработка электроэнергии возрастает. Поскольку ϵ_r является конструктивным параметром, ее величина может закладываться при проектировании впускного окна машины исходя из требуемой теплопроизводительности ВРМ для данной котельной.

На рис. 5 верхняя кривая отображает годовую выработку электроэнергии \mathcal{E}_r для исследуемого агрегата при различных значениях ϵ_r . Максимальное значение \mathcal{E}_r достигается при $\epsilon_r = 2,15$ и составляет 1,98 млн кВт·ч, в т.ч. за отопительный период – 1,36 млн кВт·ч, за летний сезон – 0,62 млн кВт·ч.

Анализ приведенных сезонных графиков показывает, что для покрытия летней нагрузки ГВС целесообразно иметь большие значения ϵ_r , т.к. при этом будет максимально использоваться потенциальная энергия пара, поступающего в ВРМ. Суммарная выра-

НАУЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ

ботка электроэнергии за летний сезон при этом возрастает с увеличением ε_r .

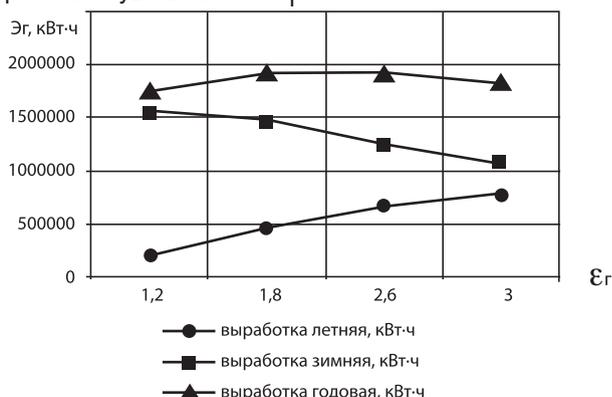


Рис. 5. Выработка электроэнергии за отопительный и летний периоды работы котельной

В отопительный период в связи с необходимостью покрывать возрастающую тепловую нагрузку целесообразно иметь машину с малыми значениями ε_r . В этом случае выработка электроэнергии за отопительный сезон возрастает за счет увеличения расхода пара через машину, т.к. увеличивается объем заполняемой полости.

С учетом изложенного предложено исходя из годового графика тепловой нагрузки при проектировании машины под конкретную котельную предусмотреть возможность замены окна впуска при переходе с отопительного сезона на летний, и наоборот. Размеры впускного окна однозначно определяют величину объема полости в начале расширения, а следовательно и ε_r , расход пара через машину.

Расчеты показали, что для принятой геометрии винтов оптимальное значение ε_r составляет для летнего периода 3,5; при этом выработка электроэнергии за сезон обеспечивается в количестве 854 тыс. кВт·ч. Оптимальное значение ε_r для зимнего периода составляет 1,2; при этом выработка электроэнергии за сезон – 1545 тыс. кВт·ч. Суммарная годовая выработка электроэнергии в таком варианте составляет 2400 тыс. кВт·ч, что на 420 тыс. кВт·ч (21,2%) выше, чем при оптимальном $\varepsilon_r = 2,15$ в течение всего года без замены окна впуска.

Найденные в процессе экспериментов и расчетов закономерности $Q = f(P_2)$ и $N_{\Sigma} = f(P_2)$ при $P_{вхс} = \text{const}$ указывают на возможность использовать изменение противодавления за ВРМ для увеличения электрической мощности и годового производства электроэнергии комплексом при безусловном покрытии базовой части теплового графика.

Для реализации данного предложения достаточно установить регулятор противодавления за ВРМ, работающий по программе, увязанной с требуемой температурой нагрева сетевой воды в соответствии с температурным графиком системы теплоснабжения. В частности, в летний период давление пара за ВРМ P_2 может быть максимально понижено, что позволит в

течение всего периода иметь повышенную мощность двигателя, а следовательно и увеличить выработку электроэнергии.

Приведены полученные расчетным путем поля тепловых нагрузок, покрываемых винтовыми двигателями 6-й ($d = 250$ мм) и 7-й ($d = 315$ мм) базы. Изложена методика подбора конструктивных параметров ВРМ для конкретной котельной. Даны рекомендации, направленные на получение максимальной годовой выработки электроэнергии.

Проведенная технико-экономическая оценка внедрения ДГУ-250 в одной из котельных показала, что годовая выработка электроэнергии составляет 2400 тыс. кВт·ч и срок окупаемости не превышает 1,8 года.

Итоги исследования и основные выводы

1. Выполнен анализ известных технических решений по организации комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в котельных. Установлено, что в условиях меняющейся тепловой нагрузки работа агрегатов по тепловому графику связана с существенным ухудшением их эффективности.

2. Предложена математическая модель ВРМ, на основании которой разработана методика расчета рабочего процесса для водяного пара, учитывающая переменность массы, явление конденсации в рабочих полостях и наличие жидкой фазы в потоке.

3. Проведена наладка систем головного образца детандер-генераторной установки и получены экспериментальные характеристики ВРМ, подтверждающие ее работоспособность и адекватность разработанной математической модели машины.

4. Проведено расчетное исследование работы ВРМ на водяном паре. Установлено, что КПД двигателя находится в пределах 0,65–0,75 и незначительно меняется в широком диапазоне частоты вращения роторов и начального давления пара, что указывает на возможность эффективной работы ДГУ при значительных колебаниях тепловой нагрузки.

5. Показано, что заполнение зазоров в машине сконденсировавшейся влагой приводит к заметному увеличению ее КПД за счет уменьшения величины протечек.

6. Выполнен анализ совместной работы ДГУ с системой теплоснабжения в условиях меняющейся тепловой нагрузки. Проанализированы возможности регулирования режима работы ВРМ.

7. Разработана методика оптимизации годовой выработки электроэнергии на базе теплового потребления для котельных с различными величинами и соотношениями зимней и летней нагрузок.

8. Даны рекомендации по подбору типоразмера и геометрических параметров ВРМ с целью получения максимальной годовой выработки электроэнергии. Показано, что практически весь диапазон тепловых нагрузок от 4 до 75 ГДж/ч при применении предложенных методов регулирования покрывается двумя типоразмерами ВРМ (6-й и 7-й базы).



ЧТО ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ОХРАНЫ ТРУДА И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРОИЗВОДСТВЕ?

Оперативный контроль включает в себя строго регламентированные по времени проверки и отчеты в организации (так называемый трехступенчатый контроль), а также отчеты работодателей и профсоюзных организаций перед своими вышестоящими органами о состоянии охраны труда.

Сущность оперативного контроля заключается в следующем:

I ступень

Мастер (бригадир) и уполномоченный по охране труда ежедневно:

- ♦ до начала работы проверяют на своем участке состояние рабочих мест, исправность оборудования, инструмента, приспособлений, наличие ограждений, необходимых средств защиты и инструкций. Обнаруженные недостатки отмечают в специальном журнале и принимают меры к их устранению. О недостатках, которые сами не в состоянии устранить, мастер

докладывает начальнику цеха (отделения, участка) для принятия мер;

- ♦ после обхода рабочих мест они проводят пяти-минутное совещания по технике безопасности, на котором обсуждаются состояния дел и показывают, как безопасно выполнить то или иное производственное задание;

- ♦ в процессе работы систематически осуществляется контроль за соблюдением работающими требований охраны труда.

II ступень

Начальник цеха, участка и председатели цехового комитета или председатель комиссии по охране труда цехового комитета один раз в неделю производят проверку состояния охраны труда и техники безопасности в цехе. Выявленные недостатки устраняют в оперативном порядке, за исключением тех, устранение которых требует определенного времени и существ-

ОХРАНА ТРУДА

венных затрат. Эти недостатки записываются в специальном журнале с указанием сроков исполнения.

III ступень

Главный инженер организации (главные специалисты), председатель профкома или председатель комиссии по охране труда с привлечением служб охраны труда, главных специалистов и врачей один раз в месяц проверяют состояние условий и охраны труда в цехах и на участках.

Результаты проверки обсуждаются на совещании начальников цехов и отделов у руководителя организации.

После отчетов начальников цехов решают возникшие вопросы по профилактике травматизма и профессиональной заболеваемости.

По результатам проверки издается приказ или распоряжение, в котором определяются меры по улучшению условий и охраны труда с указанием сроков исполнения и исполнителей.

VI ступень

Раз в квартал руководитель и председатель профкома организации заслушивают отчеты руководителей структурных подразделений о проделанной работе по охране труда в течение квартала.

НОВОСТИ

В ОАО «КОНТАКТОР» ЗАПУСКАЕТСЯ НОВОЕ ПРОИЗВОДСТВО

В ОАО «Контактор» запускается сборочное производство электроустановочной аппаратуры. Новое производство разместилось на площадях корпуса №15. В настоящее время на новом производстве предприятия проведены работы по техническому обустройству созданного цеха и запуску в эксплуатацию первой очереди установленного оборудования. В соответствии с намеченным планом с 20 марта 2009 года на площадях цеха уже начата сборка первой пробной партии розеток и выключателей. В дальнейшем планируется значительное расширение объемов производства и увеличение количества выпускаемой продукции.

Производство Группы Legrand, аналогичное запускаемому на площадях корпуса №15 завода «Контактор», уже существует в пределах России. В 1993 году в городе Дубне было создано первое совместное французско-российское предприятие, что стало первым этапом развития компании Legrand в России и СНГ. В настоящее время на заводе в Дубне выпускают продукцию для российского рынка, а основными изделиями производства являются кабель-каналы, электрические розетки и выключатели. Положительный опыт производства на этом предприятии сегодня активно используется при запуске нового цеха в ОАО «Контактор».

Руководителем нового производства назначен Евгений Викторович Бушев. Помимо него, в состав группы вошли инженер по качеству Светлана Пожидаева, инженер-технолог Руслан Сысовский, мастера производства Дмитрий Галкин и Дмитрий Лукьянов. Планируемая численность персонала нового производства на конец 2009 года должна составить 60 человек.

Согласно плану в новом цехе предприятия будет производиться окончательная сборка розеток и выключателей серий Valena, Cariva, Suno.

Решение о запуске нового производства Legrand на «Контакторе» продиктовано стратегией Группы, согласно которой как можно больше выпускаемой продукции должно производиться рядом с непосредственным рынком сбыта. Завод «Контактор» не только является известным и крупным предприятием, но и обладает хорошо развитой индустриальной базой. Это дает возможность для размещения на его площадях производства той части продукции Группы Legrand, которая пользуется большим спросом на электротехническом рынке России. При решении о запуске нового цеха на «Контакторе» также учитывались экономические преимущества, связанные с удобным географическим расположением завода, близостью Ульяновска к крупнейшим промышленным регионам России – Москве и Санкт-Петербургу.

www.elec.ru

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ
от 14 февраля 2009 г. № 120

О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ОСНОВЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1, ст. 130; № 43, ст. 4401; № 47, ст. 4930; № 51, ст. 5526; 2006, № 23, ст. 2522; № 36, ст. 3835; № 37, ст. 3876; 2007, № 1, ст. 282; № 14, ст. 1687; № 16, ст. 1909; 2008, № 2, ст. 84; № 25, ст. 2989; № 27, ст. 3285).

2. Установить, что предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни цен (тарифов) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в части услуги по обеспечению надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций устанавливаются Федеральной службой по тарифам не ранее вступления в силу правил оказания услуг по обеспечению системной надежности и услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций.

Председатель Правительства
Российской Федерации
В. Путин

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Утверждены
Постановлением Правительства
Российской Федерации
от 14 февраля 2009 г. № 120

ИЗМЕНЕНИЯ, КОТОРЫЕ ВНОСЯТСЯ В ОСНОВЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1. Подпункт 10 пункта 6 дополнить текстом следующего содержания: «, включая отдельный учет по следующим услугам:

управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового и розничных рынков;

обеспечение надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций и услуг по формированию технологического резерва мощностей».

2. Пункт 24 изложить в следующей редакции:

«24. В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются исходя из тарифов, установленных регулирующими органами или определенных в установленном Правительством Российской Федерации порядке, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг в соответствии с положениями раздела VI настоящего документа.»

3. Подпункт 3 пункта 63 изложить в следующей редакции:

«3) тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни цен (тарифов) на указанные услуги в части организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций и услуг по формированию технологического резерва мощностей;».

4. Абзац третий пункта 67 заменить текстом следующего содержания:

«Тариф на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению устанавливается Федеральной службой по тарифам в отношении услуги по управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечению функционирования технологической инфраструктуры оптового и розничных рынков.

Предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни цен (тарифов) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению устанавливаются Федеральной службой по тарифам в части услуги по обеспечению надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций и услуг по формированию технологического резерва мощностей.

Цены на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в отношении услуги по обеспечению надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций и услуг по формированию технологического резерва мощностей рассчитываются субъектом оперативно-диспетчерского управления в порядке, предусмотренном методическими указаниями, утвержденными Федеральной службой по тарифам.

Цены на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике доводятся субъектом оперативно-диспетчерского управления до сведения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии путем опубликования на официальном сайте субъекта оперативно-диспетчерского управления в сети Интернет не позднее 5 дней до начала периода применения тарифа с одновременным уведомлением Федеральной службы по тарифам.

Цены (тарифы) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и их предельные уровни могут быть дифференцированы по субъектам Российской Федерации.»

5. Пункт 68 изложить в следующей редакции:

«68. Услугами, которые оказываются субъектами естественных монополий в сфере оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и цены (тарифы) на которые регулируются государством, являются:

1) управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового и розничных рынков, включая:

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России и качества электрической энергии;

управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики в порядке, устанавливаемом правилами оптового рынка;

участие в организации деятельности по прогнозированию объема производства и потребления в сфере электроэнергетики, прогнозирование объема производства и потребления в сфере электроэнергетики и участие в процессе формирования резерва производственных энергетических мощностей;

разработку и представление в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти совместно с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью мероприятий, технологических схем и программ развития Единой энергетической системы России и участие в их реализации;

согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической и тепловой энергии, а также ввода их после ремонта и в эксплуатацию;

выдачу субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии с управляемой нагрузкой обязательных для исполнения оперативных диспетчерских команд и распоряжений, связанных с осуществлением функций системного оператора;

разработку оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей Единой энергетической системы России;

регулирование частоты электрического тока, обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, системной и противоаварийной автоматики;

организацию и управление режимами параллельной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств, в том числе куплю-продажу электрической энергии (мощности) в целях технологического обеспечения совместной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств в порядке, установленном правилами оптового рынка;

участие в формировании и выдаче при присоединении субъектов электроэнергетики к единой национальной (общероссийской) электрической сети и территориальным распределительным сетям технологических требований, обеспечивающих их работу в составе Единой энергетической системы России;

участие в осуществлении уполномоченными федеральными органами исполнительной власти контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, влияющих на надежность и безопасность функционирования Единой энергетической системы России;

организацию и проведение отбора мощности на конкурентной основе в соответствии с правилами оптового рынка;

осуществление контроля за своевременной и надлежащей реализацией инвестиционных программ генерирующих компаний, сформированных по результатам торговли мощностью;

разработку и представление в уполномоченные органы исполнительной власти и соответствующие сетевые организации предложений по включению в инвестиционные программы сетевых организаций объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу и передачу на дальние расстояния мощности новых объектов по производству электрической энергии, определенных по результатам отбора мощности на конкурентной основе;

2) обеспечение надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей, включая:

организацию отбора исполнителей услуг по обеспечению системной надежности и оплата таких услуг;

организацию отбора исполнителей услуг по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций и оплату таких услуг;

заключение договоров и оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России.».

6. Дополнить пунктом 68.1 следующего содержания:

«68.1 Услугами, которые оказываются субъектами естественных монополий в сфере передачи электрической и тепловой энергии, цены (тарифы) на которые регулируются государством, являются:

1) услуги по передаче электрической энергии в электроэнергетике, в том числе:

услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети без учета сетей, переданных в установленном порядке в аренду территориальным сетевым организациям;

услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям с учетом сетей, переданных в установленном порядке в аренду территориальным сетевым организациям;

2) услуги по передаче тепловой энергии.».

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** желателен 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 первой 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.

2. 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).

3. 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).

4. Заполненный в электронной форме Договор авторского заказа (высылается дополнительно).

5. 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/>).

Стоимость подписки на журнал указана в каталоге
Агентства «Роспечать»

ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал **82717**
(индекс издания)

Главный энергетик
(наименование издания) Количество комплектов:

		на 20 09 год по месяцам:											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Куда													

Кому (почтовый индекс) (адрес)

Кому (фамилия, инициалы)

ДОСТАВочная КАРточка

ПВ место литер на журнал **82717**
(индекс издания)

Главный энергетик
(наименование издания)

Стоимость подписки руб. коп. Количество комплектов
переадресовки руб. коп.

		на 20 09 год по месяцам:											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Куда													

Кому (почтовый индекс) (адрес)

Кому (фамилия, инициалы)

Стоимость подписки на журнал указана в каталоге
«Почта России»

ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал **16579**
(индекс издания)

Главный энергетик
(наименование издания) Количество комплектов:

		на 20 09 год по месяцам:											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Куда													

Кому (почтовый индекс) (адрес)

Кому (фамилия, инициалы)

ДОСТАВочная КАРточка

ПВ место литер на журнал **16579**
(индекс издания)

Главный энергетик
(наименование издания)

Стоимость подписки руб. коп. Количество комплектов
переадресовки руб. коп.

		на 20 09 год по месяцам:											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Куда													

Кому (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.

Выгодное предложение!

Подписка на 2-е полугодие по льготной цене – 3060 руб. (подписка по каталогам – 3594 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:

Некоммерческое партнерство Издательский Дом «ПАНОРАМА»

ИНН 7702558751	КПП 770201001	р/сч. № 40703810038180133849	Вернадское ОСБ №7970, г. Москва
----------------	---------------	------------------------------	---------------------------------

БАНК ПОЛУЧАТЕЛЯ:

БИК 044525225	к/сч. № 30101810400000000225	Сбербанк России ОАО, г. Москва
---------------	------------------------------	--------------------------------

СЧЕТ № 2ЖК2009 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 II полугодие 2009 г.)	6	510	3060	Не обл.	3060
2						
3						
ИТОГО:						
ВСЕГО К ОПЛАТЕ:						

Генеральный директор



Москаленко

К.А. Москаленко

Главный бухгалтер

Москаленко

Л.В. Москаленко

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 КУПЛИ-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.№			
Банк Плательщика		БИК			
Сбербанк России ОАО, г. Москва		Сч.№			
Банк Получателя		БИК	044525225		
ИНН 7702558751		Сч.№	30101810400000000225		
КПП 770201001		Сч.№	40703810038180133849		
Некоммерческое партнерство Издательский Дом «ПАНОРАМА» Вернадское ОСБ 7970 г. Москва		Вид оп.	Срок плат.		
Получатель		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**