

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



ОКТАБРЬ
2004

СОДЕРЖАНИЕ



НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ **4**

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ. **18**

– ОЛИГАРХИ СТОЯТ В ОЧЕРЕДИ ЗА ЭЛЕКТРИЧЕСТВОМ 18

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО **21**

– ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ 21

– ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ 25

– МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ НАЛИЧИЯ ЦЕПИ И КАЧЕСТВА
КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЗАНУЛЯЮЩИХ (ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ)
ЗАЩИТНЫХ ПРОВОДНИКОВ 29

– НАДЕЖНОСТЬ ВОССТАНОВЛЕННЫХ ПОСЛЕ КАПИТАЛЬНОГО
РЕМОНТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ 37

– КОНТЕЙНЕРНЫЕ ДИЗЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ РЕЗЕРВНОГО
ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ 39

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ **42**

– ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ СЕРИИ ВВПИ 42

– КОТЛЫ: ЧУГУННЫЕ И СТАЛЬНЫЕ 45

– ПАР ДЛЯ ЛЮБЫХ НУЖД 47

– ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ БЛОЧНЫХ ЭКОНОМАЙЗЕРОВ 50

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ **54**

– ATLAS COPCO. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ВОЗДУШНЫЕ
КОМПРЕССОРЫ СЕРИИ SF 54

– СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ НА ПОЛУЧЕНИЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА ПУТЕМ
ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ 59

ДИАГНОСТИКА **62**

– ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ АГРЕГАТОВ
РОТОРНОГО ТИПА 62

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК № 10/2004

ЭНЕРГОАУДИТ	66
– ЧТО ТАКОЕ ЭНЕРГОАУДИТ? ОПИСАНИЕ ПРОФЕССИИ	66
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	68
– ЭЛЕМЕНТЫ И ЭТАПЫ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА	68
– ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ В СИСТЕМАХ ПАРОИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	73
МЕТРОЛОГИЯ	78
– МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ И ПОВЕРОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ: НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ	78
ОБМЕН ОПЫТОМ	80
– АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ ТЭЦ ВАЗ	77
ОХРАНА ТРУДА	88
– ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛОМ МАШИН И АППАРАТОВ И ЗАЩИТА ИХ ОТ ВЛИЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.	88
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	91
– ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ И ИСПЫТАНИЮ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ	91
СВЕТОЧ	110
– ДОБРОЕ ЗНАМЕНИЕ	110
СКАНВОРД	112



ОАО «РЖД» ЗАКЛЮЧИЛО СОГЛАШЕНИЕ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ С КОМПАНИЕЙ «SIEMENS»

ОАО «Российские железные дороги» и ООО «Сименс» заключили рамочное соглашение о сотрудничестве в области создания Единой корпоративной автоматизированной системы управления приобретением и потреблением энергоресурсов (ЕК АСУ ТЭР) на российском железнодорожном транспорте. Соглашение было подписано в Москве 13 августа вице-президентом ОАО «РЖД» Валентином Гапановичем и президентом «Сименса» («Siemens») в России Агнессой Франтик.

По данным, полученным от пресс-службы ОАО «РЖД», в соответствии с соглашением компания «Сименс» примет участие в разработке системного проекта, реализации пилотных участков ЕК АСУ ТЭР, подготовке, внедрении и обслуживании ее функциональных подсистем. Соглашение также предусматривает передачу компанией «Сименс» российским железным дорогам ноу-хау. Стороны считают, что сотрудничество ОАО «РЖД» и ООО «Сименс» по созданию ЕК АСУ ТЭР позволит в кратчайшие сроки и с наибольшей эффективностью решить задачу оптимизации использования энергоресурсов на российских железных дорогах и внесет значительный вклад в дело успешного реформирования российского железнодорожного транспорта.

Цель создания ЕК АСУ ТЭР в «РЖД» – повышение эффективности использования энергоресурсов и оптимизация их потреб-

ления российским железнодорожным транспортом за счет уменьшения непроизводительного расхода электроэнергии, исключения их несанкционированного отбора, а также внедрения энергосберегающих технологий. Кроме того, внедрение ЕК АСУ ТЭР позволит, по мнению инициаторов проекта, осуществлять эффективный мониторинг потребления электроэнергии и обеспечить автоматизированный расчет за их потребление.

Для реализации проекта разработки и внедрения ЕК АСУ ТЭР была создана рабочая группа, в которую, помимо представителей профильных подразделений компании «Сименс» и ОАО «РЖД», вошли специалисты Всероссийского научно-исследовательского института железнодорожного транспорта (ВНИИЖТ) и Всероссийского научно-исследовательского института информатизации, автоматизации и связи (ВНИИАС). Научный потенциал этих институтов много лет эффективно используется российскими железными дорогами.

В «РЖД» следующим образом объясняют выбор партнера: «Сименс» обладает обширным опытом решения задач по оптимизации управления энергетическими ресурсами. Технологии и решения концерна внедрены на ряде крупнейших европейских железных дорог, в частности, в Германии и Австрии. В 2000 году был подписан меморандум о сотрудничестве между «Сименсом» и «Российскими железными до-



рогами», в рамках которого реализованы проекты в области телекоммуникаций, автоматизации и энергоснабжения железных дорог, модернизации подвижного состава для пассажирского сообщения в дальнем и пригородном следовании, безопасности транспортной техники и путей сообщения, реконструкции и автоматизации вокзалов. ОАО «РЖД» и «Сименс» уже реализовали ряд совместных проектов. В их числе – реконструкция участка контактной сети на Свердловской железной дороге и оснащение скоростных электропоездов Москва–Домодедово и Москва–Мытищи.

МИНПРОМЭНЕРГО РОССИИ СОЗДАЕТ МЕЖВЕДОМСТВЕННУЮ КОМИССИЮ ПО РЕФОРМИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Минпромэнерго России создает межведомственную комиссию по реформированию электроэнергетики. Межведом-

ственную комиссию по реформированию электроэнергетики возглавил министр промышленности и энергетики РФ Виктор Хри-

стенко. В ее задачи входят разработка рекомендаций и анализ реформирования электроэнергетики.

ФАС ПЛАНИРУЕТ ЗАВЕРШИТЬ АНАЛИЗ КОНФИГУРАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ К ДЕКАБРЮ



Федеральная антимонопольная служба (ФАС) планирует завершить анализ конфигурации территориальных и оптовых генерирующих компаний (ОГК и ТГК) к декабрю этого года, сообщила руководитель пресс-службы ФАС Ирина Кашунина. «Окончательный срок рассмотрения – к заседанию правительства по реформе электроэнергетики в декабре текущего года», – сказала она. По словам Кашуниной, поручение от российского правительства провести анализ генерирующих компаний было получено ФАС в конце июня этого года. «Мы анализируем компании с точки зрения конкуренции на региональных рынках», – сказала она. Минэкономразвития РФ распространило информацию о

том, что в настоящее время ФАС по поручению Правительства РФ проводит дополнительный анализ влияния долей на рынке электроэнергетики каждой ОГК и возможности злоупотребления монопольной силой отдельными субъектами рынка. «В случае выявления таких вероятностей, действительно, возможна выработка предложений по частичному изменению отдельных ОГК. Изменение конфигурации возможно только при подтверждении ФАСом вероятности нарушения добросовестной конкуренции на рынке», – сказали в МЭРТ. Решение о создании ОГК было принято в сентябре прошлого года. Тогда правительство определило и конфигурацию ОГК. Согласно постановлению правительства от 3 сентября 2003 года, крупнейшие электростанции страны должны быть объединены в десять ОГК: четыре – на базе гидроэлектростанций, шесть – на базе теплоэлектростанций. Впоследствии в правительстве обсуждалась идея объединить четыре гидро-ОГК в одну для того, чтобы упростить управление и сконцентрировать финансовые ресурсы электроэнергетики. Однако окончатель-

ное решение так и не было принято. Правительство не определилось также и с механизмом продажи ОГК на аукционах. Территориальных генерирующих компаний, согласно концепции реформирования РАО «5+5», первоначально планировалось создать 20, затем РАО «ЕЭС» предложило конфигурацию из 14 ТГК. Впоследствии в марте этого года заместитель главы Минэкономразвития Андрей Шаронов заявил том, что в МЭРТ не исключают возможности изменения конфигурации ТГК в связи с тем, что предложения по изменению состава некоторых ТГК появились у ряда миноритарных акционеров (МДМ-групп и ЛУКОЙЛ) энергохолдинга. Вопросы о генерирующих компаниях уже не раз выносились на обсуждение совета директоров РАО «ЕЭС России», однако переносились из-за отсутствия позиции государства по ним. В конце июня премьер-министр Михаил Фрадков заявил, что решение по вопросу генкомпаний будет принято после того, как правительство проведет экспертизу хода реформы электроэнергетики, которую планируется завершить в декабре этого года.

ШАРОНОВ НЕ ОЖИДАЕТ СЕНСАЦИЙ ОТ ПРОВЕРКИ КОНФИГУРАЦИЙ ОГК

Заместитель главы Минэкономразвития РФ Андрей Шаронов считает, что антимонопольная проверка конфигурации оптовых генерирующих компаний (ОГК) и территориальных генерирующих компаний (ТГК) не принесет никаких сенсаций.

«Никаких революций и сенсаций я не прогнозирую», – заявил Шаронов.

Он подчеркнул, что вопросы о конфигурации генерирующих компаний ставились и рань-

ше, их конфигурация была изучена, в том числе с применением норм антимонопольного законодательства. «Вроде бы не получается доминирующего положения (на рынке ни у одной компании)», – отметил замминистра. «Если кто-то вновь усомнится в правильности конфигурации, то получит соответствующий ответ и информацию», – добавил замминистра. Напомним, что ранее министерство сообщало, что профильные ве-

домства вернулись к вопросу конфигурации ОГК, они рассматривают уже одобренный правительством состав ОГК, формируемых на базе РАО «ЕЭС России». В настоящее время Федеральная антимонопольная служба проводит дополнительный анализ влияния долей на рынке электроэнергетики каждой ОГК и возможности злоупотребления монопольной силой отдельными субъектами рынка.

ЮСУФОВ С НОВА В ДЕЛЕ

Бывший министр энергетики Игорь Юсуфов получил работу в Кремле. Он назначен спецпредставителем президента по международному энергетическому сотрудничеству. Иностранные инвесторы называют Юсуфова «нормальным человеком», а чиновники допускают, что он будет конкурировать с министром промышленности и энергетики Виктором Христенко.

Пресс-служба Кремля объявила о назначении бывшего министра энергетики Игоря Юсуфова спецпредставителем президента по международному энергетическому сотрудничеству. «Зачастую двусторонние переговоры на высшем уровне на 50% посвящены энергетике, ТЭКу, а цены на нефть заставляют нас пересчитывать весь бюджет, – объясняет источник логику учреждения новой должности. – Поэтому принято решение уделять больше внимания энергетическим переговорам в международном разрезе». Юсуфов также будет курировать вопросы международного сотрудничества в сфере энергетики и ТЭКа и по линии МИДа, ему присвоен ранг посла по особым поручениям.

Приоритетами в работе Юсуфова будут взаимодействие по проблематике ТЭКа со странами СНГ, переговоры с соответствующими международными организациями, в частности с ОПЕК, а также привлечение иностранных инвесторов, рассказывает источник в МИДе. «Предстоит налаживать отношения с новым иракским правительством, вести проекты с иностранными инвесторами, например по разработке Штокмановского месторождения», – поясняет чиновник.

Вводя новую должность, президент подчеркивает, что международное сотрудничество в сфере ТЭКа становится приоритетным. По мнению бывшего руководителя экономического управления Администрации президента Антона Данилова-Данильяна, Юсуфов будет координировать государственную политику в области ТЭКа, включая работу Министерства промышленности и энергетики. Данилов-Данильян прогнозирует, что отношения Юсуфова с министром Виктором Христенко будут достаточно напряженными.

Ранее аппаратные столкновения с Христенко, занимавшим

в правительстве Касьянова пост вице-преьера, заканчивались не в пользу Юсуфова. Он так и не смог, хотя и не раз пытался, закрепить за своим министерством право утверждать графики экспорта нефти.

Источник в окружении Христенко полагает, что новый статус Юсуфова не поможет ему «подменить министра», хотя «формально-бюрократически» спецпредставитель президента может восприниматься как куратор министерства. А руководитель Департамента Минпромэнерго Анатолий Яновский не видит «ничего опасного, если мнения Юсуфова и Христенко по каким-то вопросам разойдутся». «Без столкновения позиций нельзя выявить оптимальный вариант», – рассуждает Яновский.

Президент Института энергетической политики Владимир Миллов вообще не придает большого значения введению новой должности Юсуфова. «Многие посты в Кремле, связанные с экономикой и международными отношениями, – декоративные, созданы для трудоустройства бывших министров, вице-премьеров», – полагает он.

В РОССИИ ЗАВЕЛСЯ СВОЙ СОРОС

Как стало известно, бывший член совета директоров РАО «ЕЭС России» Дэвид Херн создал инвестиционный фонд Halyon Power Investment Company, который уже стал владельцем различных по размеру пакетов акций РАО «ЕЭС России» и ряда его дочерних компаний. По словам Дэвида Херна, Halyon Power имеет неплохие возможности для развития за счет того, что большинство инвесторов сейчас уходят из данного сектора. Правда, размеры пакетов и суммы, потраченные г-ном Херном на их покупку, не разглашаются. По мнению аналитиков, это говорит о том, что пока успехи у

Halyon Power относительно скромные. В то же время интерес портфельных инвесторов к акциям энергокомпаний позволяет надеяться на продвижение замедлившейся было энергореформы.

Согласно концепции реформирования российской электроэнергетики, основными игроками на рынке электроэнергии должны стать оптовые и территориальные генерирующие компании (ОГК и ТГК). Как уже упоминалось, на базе федеральных электростанций РАО «ЕЭС» будут созданы десять ОГК: четыре – на базе гидрогенерации и шесть – на базе тепловых станций. При этом в гид-

ро-ОГК сохранится доминирующая доля государства, тогда как тепловые ОГК планируется отдать в руки частных акционеров путем проведения спецденежных аукционов (платежным средством на таких аукционах могут быть как акции РАО, так и деньги). В настоящее время правительство готовит директиву государства по данному вопросу. Проект директивы согласован с Минпромэнерго и внесен в правительство, однако окончательного решения пока не принято. При этом энергохолдинг намерен уже в I квартале 2005 года провести первые аукционы по продаже ОГК.

КОНЦЕПЦИЯ ПОМЕНЯЛАСЬ

Российское правительство близко к тому, чтобы в процессе энергореформы создать не четыре оптовые генерирующие компании на базе ГЭС, а одну. Эту идею уже поддержали все профильные ведомства, не возражает против нее и премьер Михаил Фрадков. Аналитики считают, что это решение может ударить по интересам ряда стратегических акционеров ГЭС и энергокомпаний, в частности «Базового элемента» и «Газпрома».

Объединить четыре гидро-ОГК в одну предложило весной РАО «ЕЭС России», эту идею поддержали Минэкономразвития и Минпромэнерго. Эти ведомства объясняли свою инициативу, в частности, упрощением управления и концентрацией инвестиционных ресурсов гидроэнергетики. Но аналитики говорили, что новая компания будет очень крупной и миноритарным акционерам будет очень сложно собрать блокирующий пакет.

Идея объединения гидро-ОГК насторожила чиновников ФАС. Они попросили тайм-аут, чтобы проверить, как это отразится на конкуренции на энергорынке. Теперь ФАС с объединением гидро-ОГК согласилась. Служба написала в Минпромэнерго, что с созданием компании уровень концентрации на рынке электроэнергии изменится

незначительно. А для подстраховки ФАС предложила оговорить в правительственном документе возможность «рассмотреть вопрос о целесообразности разукрупнения генерирующих компаний, созданных на базе гидроэлектростанций и атомных электростанций». «После запуска рынка должна быть возможность устранить нарушения конкуренции, если они проявятся», – пояснил начальник управления ФАС по контролю и надзору в ТЭКе Дмитрий Карякин. Например, можно разделить гидро-ОГК на Европейскую и Сибирско-Дальневосточную.

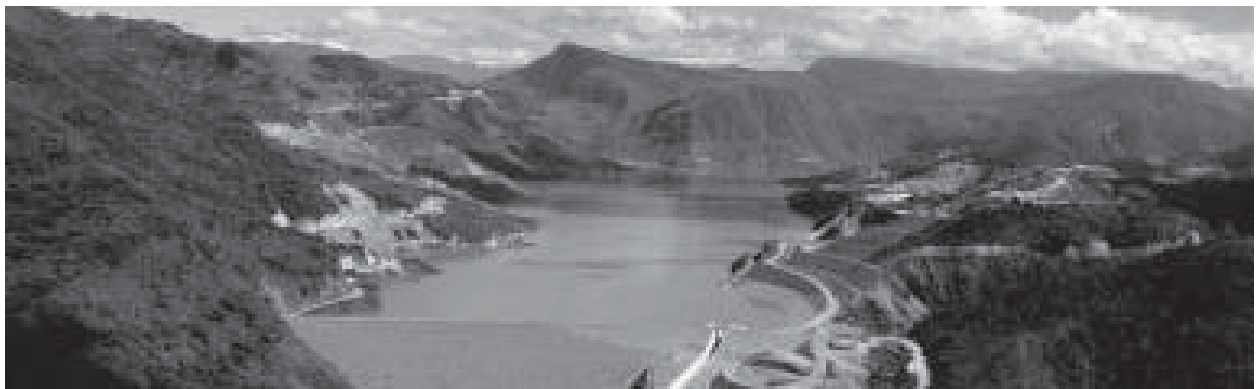
Михаил Фрадков тоже склонен принять предложение своих подчиненных. «У меня нет принципиальных возражений против создания единой гидро-ОГК», – сказал он журналистам. Правда, Фрадков ничего не сказал о том, в какой срок может быть создана компания.

Представитель РАО доволен вердиктом чиновников. А аналитики уверены, что теперь вопрос о создании единой гидро-ОГК почти решен. «Если все ведомства согласились, вряд ли теперь премьер остановит это решение», – полагает Сергей Суверов из банка «Зенит». «Шансы на создание единой ОГК очень высоки, так как это гарантирует государству сохранение контроля над гидростанциями», – со-

глашается Александр Корнеев из «Атона». Суверов полагает, что после создания компании государство для повышения управляемости вполне может перевести ее на единую акцию.

Это может не понравиться стратегическим акционерам ГЭС. «У них могут размыться пакеты», – поясняет Суверов. Он приводит в пример структуру «Базового элемента», которые контролируют блокпакет акций Богучанской ГЭС, более 70% акций Красноярской ГЭС и до 10% акций Саяно-Шушенской ГЭС. А Корнеев среди потенциальных «проигравших» называет и акционеров «Мосэнерго», в первую очередь «Газпром». «ОГК-10 планировалось создать на базе одной Загорской гидроаккумулирующей станции, которая входит в «Мосэнерго», – напоминает он. – «Газпром» мог претендовать в ней на большую долю».

В «Газпроме» комментировать инициативу чиновников отказались. А в «Базэле» к идее создания единой гидро-ОГК отнеслись спокойно. «Пока речь идет лишь о создании холдинговой компании, на единую акцию ее переводить в ближайшее время не планировалось. Это означает, что миноритарные акционеры ГЭС (и мы в том числе) сохранят свою долю», – поясняет источник в одной из компаний «Базэла».



КЭС ГОТОВИТСЯ К РЕФОРМЕ

Миноритарные акционеры региональных энергосистем могут объединить свои усилия, чтобы в новых компаниях, создаваемых в процессе реформы, не потерять блокирующие доли. Первый такой пул пытаются создать «Комплексные энергетические системы» (КЭС).

В процессе реформы электроэнергетики региональные энергосистемы будут разделены по видам бизнеса. Электростанции соседних регионов, за исключением самых крупных, которые войдут в оптовые генкомпании, планируется объединить в территориальные генкомпании (ТГК). Планируется создать 14 ТГК. По плану РАО «ЕЭС России», ТГК будут создаваться как 100%-ные дочерние предприятия энергохолдинга. При этом РАО оплатит не менее 50% плюс одна акция ТГК, а остальные акции выкупят миноритарные акционеры АО-энерго. В ТГК № 6 войдут электростанции «Нижновэнерго» (около 30% компании принадлежит КЭС), «Владимирэнерго» (17% – NCH Advisors, 7% – Prosperity Capital Management), «Ивэнерго» (27% – в номинальном держании банка «Петрокоммерц»), «Мордовэнерго» (около 20% у пула региональных инвесторов) и «Пензаэнерго» (у NCH и Prosperity – около 14%). Суммарная установленная мощность ТГК № 6 составит 3121 МВт.

КЭС предложила объединиться миноритарным акционерам региональных энергокомпаний, электростанции которых бу-

дут переданы в ТГК №6. Об этом сообщил миноритарный акционер одной из энергосистем Поволжья, получивший соответствующее предложение от КЭС. По его словам, миноритариям предложено три варианта альянса. Первый – трастовое соглашение (аналогичное тому, какое существует у владельцев «Русала» и «СУ-Ала» в отношении акций «Иркутскэнерго»). Владельцы акций АО-энерго вносят их в траст, доли в котором КЭС предлагают определять в зависимости от стоимости энергокомпаний. В этом случае, по расчетам КЭС, компания Виктора Вексельберга, как акционер «Нижновэнерго», сможет получить в трасте 49%. Несмотря на это, в совет директоров траста предлагается включить представителей всех бенефициаров, а решения принимать единогласно.

В качестве альтернативы трасту КЭС предлагает потенциальным партнерам заключить соглашения акционеров между всеми стратегическими акционерами ТГК или соглашения КЭС с каждым по отдельности. В этом случае акции не меняют собственника, но КЭС предлагает отдать эти бумаги им в управление за вознаграждение. Конечная цель этих альянсов – объединить акции миноритариев в ТГК, чтобы получить суммарно не менее блокирующего пакета.

Руководитель Департамента по связям с общественностью КЭС Михаил Матыцин подтвердил информацию о намерении их компании консолидировать минори-

тариив ТГК. «Мы хотим консолидировать интерес миноритариев и собрать блокпакет акций в ТГК, иначе наши пакеты могут быть попросту размыты», – говорит он. По расчетам КЭС, миноритарии ТГК № 6 получат в совокупности 26% акций.

Представитель РАО «ЕЭС» отмечает, что это первая попытка объединения миноритариев. Он полагает, что если инвесторы сумеют договориться, то это увеличивает шансы создания ТГК по схеме аренды, потому что оно возможно только при поддержке миноритарных акционеров всех входящих в ТГК энергосистем.

Будущие акционеры ТГК №6 по-разному отнеслись к инициативе КЭС. Начальник управления портфельных инвестиций «Петрокоммерца» Андрей Виноградов говорит, что не ознакомлен с предложениями КЭС. Тем не менее он считает идею объединить миноритарных акционеров «справедливой и жизненной». А вот представитель акционера одного из АО-энерго, попросивший не упоминать его имени, подчеркивает, что такое объединение имеет смысл только для стратегических инвесторов. Он предполагает, что многие инвесторы хотели бы просто продать КЭС свои пакеты. А соглашения затруднят свободную продажу акций. Официальные представители NCH Advisors и Prosperity Capital Management отказались от комментариев.



ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ В ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ БУДЕТ ЛИКВИДИРОВАНО

Программа сокращения перекрестного субсидирования, разработанная комитетом по единому тарифному органу Челябинской области, рассчитана на несколько лет с целью недопущения резкого повышения тарифов для населения и социально значимых потребителей.

Поддержание льготных тарифов для одних категорий потребителей, разумеется, необходимо было чем-то компенсировать. И компенсация была возложена на промышленность, что и привело к неподъемным тарифам для предприятий, которые, в свою очередь, перестали платить за энергоресурсы.

26 сентября 1997 года Правительство Российской Федерации приняло постановление «О поэтапном прекращении перекрестного субсидирования в электроэнергетике и доведении уровня тарифов на электрическую энер-

гию для населения до фактической стоимости ее производства, передачи и распределения». Очевидно, что ликвидация ранее получаемых льгот всегда тяжелее, чем их предоставление. Трудность этой работы связана еще с тем, что уровень заработной платы растет не так быстро, как хотелось бы. Понятно, что если сегодня не повышая зарплаты повысить коммунальные платежи, увеличится категория нуждающихся в социальной защите. затруднено.

Согласно рекомендациям Федеральной энергетической комиссии, программа сокращения перекрестного субсидирования должна быть поэтапной: любое повышение тарифа для населения должно быть связано со снижением, пусть даже на один процент, тарифа для промышленного потребителя. Кроме того, все меры, которые предпринимают-

ся органами власти любого уровня, должны быть строго увязаны с последствиями, так как если не повышать зарплату, но поднимать тариф, то население просто перестанет платить за энергоресурсы. Поэтому ФЭК дает еще одну рекомендацию: необходим прогноз последствий принимаемых решений.

Что касается Челябинской области, данная тенденция учтена комитетом по единому тарифному органу Челябинской области при разработке программы сокращения перекрестного субсидирования. Программа рассчитана на несколько лет с целью недопущения резкого повышения тарифов для населения и социально значимых потребителей.

Поэтапная ликвидация перекрестного субсидирования входит в круг основных задач тарифной политики единого тарифного органа и рассчитана на 4–5 лет.

РЕФОРМА ЭНЕРГЕТИКИ: СУДЬБА СПЕЦДЕНЕЖНЫХ АУКЦИОНОВ РЕШИТСЯ 2 ДЕКАБРЯ 2004 Г.

Судьба спецденежных аукционов в электроэнергетике решится 2 декабря 2004 года на заседании правительства, заявил замглавы Минэкономразвития Андрей Шаронов. Основным докладчиком по этому вопросу будет Минпромэнерго России, которое представит плановый доклад о ходе реформы электроэнергетики.

По словам Шаронова, МЭРТ по-прежнему считает спецденежные аукционы оптимальным вариантом продажи ОГК. «Мы не отказались от идеи спецденежного аукциона, но согласились с тем, что возможен вариант, когда эти компании будут созданы и некоторое время будут существовать в первоначальном виде – как 100%-

ные дочерние предприятия РАО «ЕЭС России», – сказал замминистра. «Если будет решено продавать компании, тогда спецденежные аукционы станут вновь актуальны. На наш взгляд, эти аукционы наиболее выгодны для государства», – отметил Шаронов. – Но потенциально это может быть и распределение акций среди акционеров РАО «ЕЭС».

Определение способа формирования и последующей приватизации оптовых генерирующих компаний (ОГК) является ключевым вопросом для современного этапа реформы энергетической отрасли страны. Предполагается, что наиболее вероятной формой приватизации ОГК станут спецденежные

аукционы, реализация акций ОГК на которых будет вестись как за акции РАО «ЕЭС России», так и за денежные средства. Ожидалось, что правительственное решение по данному вопросу будет готово еще к мартовскому заседанию совета директоров РАО «ЕЭС». Однако с тех пор решение вопроса неоднократно откладывалось из-за того, что не была определена позиция представителей государства по этому вопросу. В конце июня премьер-министр Михаил Фрадков заявил, что решение будет принято после того, как правительство проведет экспертизу хода реформы электроэнергетики, которую планируется завершить в декабре этого года.

МЕНЕДЖЕРЫ РАО ДЕЛЯТ ЕЭС

Новая структура управления РАО «ЕЭС России», утвержденная в марте этого года, породила конкуренцию между двумя подразделениями энергохолдинга и их руководителями – Михаилом Абызовым и Владимиром Аветисяном. Из-за этого некоторым региональным энергосистемам даже придется переизбрать советы директоров. Первой из них станет «Красноярскэнерго».

Новую корпоративную структуру РАО «ЕЭС России» совет директоров энергохолдинга утвердил в марте. В соответствии с ней все региональные энергосистемы были отнесены к одной из двух бизнес-единиц. Одну возглавил бывший член команды Анатолия Чубайса и член правления РАО с 1998 г. Михаил Абызов, а вторую – недавно переехавший в Москву из Самары член правления энергохолдинга Владимир Аветисян. До этого он несколько лет возглавлял Средневожскую межрегиональную управляющую энергетическую компанию, которая управляет четырьмя АО-энерго, в том числе «Самараэнерго».

Официальный представитель РАО утверждает, что массовой смены состава советов директоров для «раздела» АО-энерго между Аветисяном и Абызовым не потребуется и «Красноярскэнерго» «едва ли не еди-

ничный случай». По его словам, основная причина смены совета директоров «Красноярскэнерго» – желание РАО увеличить число своих представителей в совете. Поскольку по итогам 2002 г. «Красноярскэнерго» не выплачивало дивидендов и на годовом собрании акционеров в этом году голосовали владельцы привилегированных акций (более 22% уставного капитала), сейчас из девяти мест в совете менеджеры РАО занимают пять. А уже за 2003 г. акционеры дивиденды получили, поэтому на внеочередном собрании у РАО есть шанс увеличить свое представительство в совете до 6–7 человек.

Тем не менее «единичный случай» вызвал возмущение акционеров «ЕЭС России» и экспертов. «Сейчас все РАО только тем и занимается, что делят полномочия», – в сердцах заявил представитель одного из акционеров РАО. Аналитик Brunswick UBS Федор Трегубенко соглашается, что руководить теми или иными компаниями должны ответственные менеджеры, но сомневается, что для этого нужно было устраивать внеочередное собрание. «Наверное, можно было подождать годового», – полагает он. «Неслаженность действий менеджмента РАО вызывает сожаление. Все равно представители РАО голосуют в советах ди-

ректоров дочерних предприятий по директивам, выданным материнской компанией», – говорит чиновник Минэкономразвития. Он указывает на то, что созыв собрания потребует значительных средств.

Управляющий директор Halcyon Advisors Дэвид Херн тоже сожалеет, что «сотрудники одной компании не могут договориться друг с другом». Он добавляет, что сейчас «Красноярскэнерго» – ключевой объект для РАО, потому что эта компания владеет блокпакетом акций Красноярской ГЭС и эта доля может быть размыта в результате допэмиссии акций, инициированной «Базовым элементом». «К компании нужно пристальное внимание. И инвесторы ожидают, что менеджеры РАО объединят усилия, чтобы отстоять станцию. Ведь главный враг здесь внешний, полагает Херн.

Получить комментарий «Норникеля», который владеет блокпакетом акций «Красноярскэнерго», к сожалению, не удалось.

РАО «ЕЭС России» принадлежит 51,8% уставного капитала «Красноярскэнерго», в номинальном держании ДКК находится 37,1% (блокпакетом владеет «Норильский никель»). По итогам 2003 г. выручка компании составила 473 639 млн. долл., чистая прибыль – 28 979 млн. долл.

ЗАМГЕНДИРЕКТОРА «МОСЭНЕРГО»: «РЕФОРМА КОМПАНИИ – ЕДИНСТВЕННЫЙ СПОСОБ ИЗБЕЖАТЬ КРИЗИСА»

Реформирование ОАО «Мосэнерго» – единственный на сегодняшний день способ избежать энергетического кризиса в Московском регионе, считает первый заместитель генерального директора энергокомпании по корпоративной политике и управлению собственностью Дмитрий Васильев.

«Средств, закладываемых компанией в тарифы, не хвата-

ет на адекватное развитие энергосистемы. Если ничего не менять, к 2008 году мы можем столкнуться с дефицитом энергетических мощностей», – заявил Васильев. «Чтобы этого не допустить, нам нужно срочно, но не в ущерб потребителям и акционерам, реформировать «Мосэнерго», – отметил представитель компании.



ГРЕФ ВЕЛЕТ ЧУБАЙСУ ЭКОНОМИТЬ

Герман Греф не захотел, чтобы РАО «ЕЭС России» повысило цены на электричество, но обещал подумать об этом.

На заседании российского правительства зампред РАО «ЕЭС» Сергей Дубинин обратился к министрам с просьбой увеличить предельный рост энерготарифов в 2005 г. на полпроцента – до 10%. Однако глава Минэкономразвития Герман Греф, который к РАО «ЕЭС» почти всегда относится с пониманием, на этот раз энергохолдингу отказал. Дубинин мотивировал позицию РАО тем, что рост расценок на газ составит не 20%, как планировалось ранее, а 23%, и в связи с этим у компании возникли дополнительные издержки в 3 миллиарда рублей. Однако руководитель МЭРТ решил, что экономия должна быть разумной. «Есть несколько источников компенсации выпадающих доходов. Я считаю, что лучший способ – это не повышение тарифов, а снижение издержек», – сказал он.

Проблема тарифов болезненна не только для населения, но и для многих промышленников, занимающихся энергоемкими производствами, например, для алюминиевых предприятий. Реформа электроэнергетики в своем конечном варианте предполагает, что каждый потребитель сможет выбрать себе поставщика самостоятельно. С ноября запущен рыночный сектор оптового рынка электроэнергии, который сейчас занимает примерно 8% энергетического торгового рынка. Однако до окончания реструктуризации РАО «ЕЭС» тарифы назначают федеральная и региональные службы по тарифам, а темпы роста расценок на электричество бдительно контролирует правительство. Прошлой осенью Михаил Касьянов подписал постановление об утверждении программы по сдерживанию роста энерготарифов, предло-

женной командой Анатолия Чубайса. Согласно этой программе, темпы роста тарифов на электроэнергию должны идти «ноздря в ноздю» (и уж точно не превышать!) прогнозируемый уровень инфляции.

«Персонал всех энергокомпаний должен на практике понять, что эффективность деятельности на рынке определяется способностью снижать затраты и нести ответственность не перед конкретными чиновниками, а перед потребителями», – провозгласил глава РАО «ЕЭС». Планы главного энергетика страны сбываются, но «почти». В этом году, как рассчитывает МЭРТ, инфляция должна достичь не более 8–9%, а тарифы повысятся на 9,5%. А, может, и на 10%, поскольку, как заявил Герман Греф, после сегодняшней просьбы Сергея Дубинина правительство рассмотрит этот вопрос отдельно.

Собственно, желание выиграть хотя бы полпроцента вполне объяснимо. Дело в том, что большая часть издержек энергохолдинга – топливные, и, по оценкам специалистов, 50% энергобаланса компании составляет газ. Как известно, при увеличении стоимости газа на 1% электричество дорожает на 0,2%. Ранее прогноз по ценам на газ определялся цифрой в 20%, теперь же газовым ценам позволено вырасти на 23% в 2005 г. Связано это в первую очередь с затянувшимся вступлением России в ВТО. Как известно, основным камнем преткновения между ВТО и Россией было требование либерализации рынка нашего газа. Это означает, что внутренние цены на газ должны соответствовать европейским расценкам, которые превышают внутрироссийские во много раз. Россия категорически не соглашалась на такие условия, однако в июле делегация по переговорам с ВТО наконец привезла радостную весть об урегулиро-

вании «газового» вопроса. Детали не уточнялись, однако маловероятно, что зарубежные «торговцы» окончательно отказались от либерализации рынка российского газа. По всей вероятности, для того чтобы создать видимость этой самой либерализации, российские власти повышают внутренние цены чуть активней, чем предполагалось. А расплачиваться, в буквальном смысле, приходится потребителям газа, в том числе РАО «ЕЭС».

Возникает опасность того, что к моменту завершения реформы РАО, когда в электроэнергетике произойдет разделение по видам бизнеса (генерирующего, сбытового, ремонтного и др.), новые рыночники – хозяйствующие субъекты – вынуждены будут повысить цены на электричество намного больше, чем могли бы. А в том, что в адаптационный период на новоявленном либеральном электрическом рынке тарифы первоначально повысятся довольно сильно, никто не сомневается. Да и сам энергохолдинг не раз заявлял о том, что сначала тарифы, конечно, вырастут, а потом все станет хорошо. В качестве красноречивого доказательства Анатолий Чубайс и его соратники чаще всего приводили то обстоятельство, что в свободном секторе оптового рынка электроэнергия будет дешевле, чем на регулируемом. Однако специалисты полагают, что в любом случае рост тарифов не может быть бесконечным, потому что ограничителем станет платежеспособный спрос населения. И хотя бы в небольшой мере, но контроль над формированием цен на электричество у государства останется. Кроме того, не стоит забывать что в федеральной собственности останутся также магистраль – Федеральная сетевая компания (ФСК), а также «рубильник»-диспетчер – «Системный оператор».

ЭНЕРГОРЕФОРМА БУКСУЕТ

РАО «ЕЭС России» обнаружило новое препятствие для проведения энергореформы. Энергохолдингу и его дочерним предприятиям при реорганизации придется платить лишние налоги и предлагать миноритариям выкупить их акции в создаваемых в процессе реформы компаниях. Чиновники уже думают, как поправить законодательство. Но миноритарные акционеры энергокомпаний согласны далеко не со всеми из них.

В ходе реформы электроэнергетики и РАО «ЕЭС России», и региональные энергокомпании (АО-энерго) будут разделены по видам бизнеса. Затем на базе части этих активов будут создаваться новые холдинги, к примеру оптовые и территориальные генерирующие, а также межрегиональные сетевые компании.

Принципы реформы были прописаны в законах о реформировании электроэнергетики, принятых еще весной 2003 г. В нынешнем году РАО приступило к реорганизации АО-энерго. Полностью реорганизована одна компания, принято решение об этом еще в 46, к концу года планируется завершить разделение еще 30 АО-энерго. Но приступив к практической реализации реформы, РАО внезапно столкнулось с проблемами.

«При разделении компаний возникает двойное налогообложение, – рассказал представитель

РАО. – Например, при передаче активов новым компаниям необходимо уплатить НДС, хотя этот налог уже был уплачен при их первоначальном приобретении». Статья 80 Закона «Об акционерных обществах» обязывает приобретателя более 30% компании предложить остальным акционерам выкупить их доли.

«Мы столкнемся с этим при создании МРСК, ТГК и ОГК», – опасается представитель РАО. Он приводит в пример МРСК, которые будут создаваться как 100%-ные дочерние предприятия РАО, и энергохолдинг в оплату их уставного капитала будет вносить свои акции в региональные сетевые компании. Как правило, РАО будет владеть в них 49 или 51%, как и в АО-энерго. «В итоге в РСК вместо РАО акционерами станут его 100%-ные дочерние предприятия, и другие акционеры могут предъявить им свои доли к выкупу». Есть опасение, что часть миноритариев может воспользоваться этим с целью избавиться от неинтересного им актива или для шантажа энергохолдинга. Эта норма должна защищать миноритарных акционеров, но в данном случае ни о каком ущемлении их прав речи не идет: акционер, по сути, не меняется и доля этого акционера тоже. Представитель РАО указывает и на другую норму закона, по которой до оплаты 50% акций общества оно не вправе совер-



шать сделки, не связанные с учреждением. «Так что выкуп (акций у миноритариев) практически невозможно будет выполнить», – резюмирует он.

По его словам, РАО сообщило об этих проблемах в профильные министерства. Чиновники уже обсуждают поправки в законы, но конкретного рецепта решения проблем еще не нашли. Сотрудник Минпромэнерго сказал, что его ведомство уже подготовило поправки в Налоговый кодекс, «исключающие двойное толкование статей по НДС и налогу на имущество при реорганизации». Его коллега из Минэкономразвития говорит, что в министерстве «обсуждаются возможные изменения закона об АО».

РАО «ЕЭС РОССИИ» ГОТОВИТ ПРЕДЛОЖЕНИЯ В ПРАВИТЕЛЬСТВО О ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ ЭКСПОРТНО-ИМПОРТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

РАО «ЕЭС России» готовит предложения в правительство о либерализации экспортно-импортных деятельности в области электроэнергетики. Об этом заявил на пресс-конференции глава энергохолдинга Анатолий Чубайс.

«В рамках реформы электро-

энергетики предполагается и либерализация экспортно-импортных деятельности; я убежден, что экспорт и импорт электроэнергии в России тоже должны быть либерализованы и должны стать конкурентными», – подчеркнул Чубайс. «Это наша принципиаль-

ная позиция, и моя, как председателя правления РАО ЕЭС, – добавил он.

Глава компании отметил также, что в случае принятия такого решения правительства «мы готовы вступить в конкуренцию с другими компаниями».

ФАС НЕ ТОРОПИТСЯ



Конфигурация генерирующих компаний, создаваемых в ходе энергореформы, может измениться. Федеральная антимонопольная служба (ФАС) решила проверить уже утвержденную структуру ОГК и ТГК на соответствие законам о конкуренции. Впрочем, чиновники других министерств, а также менеджмент и акционеры РАО «ЕЭС России» не ждут подвохов от проверки ФАС.

Вопрос о конфигурации генерирующих компаний был одним из основных в ходе реформы. После долгих споров правительство в сентябре прошлого года утвердило состав ОГК. Совет директоров РАО «ЕЭС России» в 2004 г. принял решение о составе 14 ТГК. Но перестановки в правительстве затормозили энергореформу. Так, премьер Михаил Фрадков уже объявил, что решение о способе продажи ОГК будет принято не раньше декабря.

ФАС объявила о намерении проверить, соответствует ли утвержденная структура ОГК законам о конкуренции. «Конфигурация ОГК составлялась на основе данных 2001–2002 гг., – пояснил замруководителя ФАС Анатолий Голомолзин. – С тех пор условия изменились, например, начал функционировать конкурентный сегмент рынка электроэнергетики». Впрочем, А. Голомолзин говорит, что «ожидать радикальных изменений структуры генкомпаний не стоит».

Но коллег такая активность не радует. Чиновник одного из профильных министерств напоминает, что конфигурация ОГК была одобрена Министерством по антимонопольной политике – предшественником ФАС. Чиновник другого ведомства опасается, что инициатива антимонопольной службы может еще больше затянуть реформу энергетики. Он отмечает, что это происходит уже не в первый раз. По его словам, ФАС притормозила вопрос об объединении четырех гидро-ОГК в одну, а в конце июля совет директоров РАО «ЕЭС» не принял решения о создании двух ТГК, так как служба не согласовала директиву с представителями государства. «Нам нужно было время разобраться с условиями создания ТГК, так как документы (к совету директоров РАО) поступили слишком поздно, – поясняет Голомолзин. – А решение об объединении гидро-ОГК нельзя при-

нимать, не поняв, как это повлияет на конкуренцию».

Впрочем, чиновники и представители РАО уверены, что проверка ФАС не приведет к существенному изменению конфигурации ОГК. «Был найден сбалансированный вариант, и вряд ли после анализа ФАС он поменяется», – говорит представитель РАО. А чиновник Минэкономразвития подчеркивает, что основной для изменений нет: «Антимонопольное законодательство с тех пор не менялось, как и условия, которые могли бы повлиять на конкуренцию».

Аналитики полагают, что пересмотр конфигурации могли пролоббировать частные акционеры РАО. «Не всех устраивает утвержденная конфигурация, – отмечает аналитик Brunswick UBS Федор Трегубенко. – Например, «Газпром» заинтересован получить контроль над газовыми станциями, а в ОГК входят и угольные». По его мнению, в таком случае можно ожидать разделения тепло-ОГК по топливному принципу. Но Голомолзин из ФАС утверждает, что его ведомство «вообще не рассматривало такой возможности». Представитель «Газпрома» подтверждает интерес его компании к газовой генерации, но уверяет, что она не лоббирует изменений состава ОГК. «Выделение газовой генерации в отдельную компанию противоречит идее создания конкуренции в электроэнергетике», – говорит он.

КУДРИН: «ГЛАВНОЕ – ЗАВЕРШИТЬ РЕФОРМУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ»

Глава Минфина Алексей Кудрин назвал завершение реформы электроэнергетики и газовой отрасли в числе приоритетных задач правительства. «На первые четыре места приоритетных задач правительства я бы выдвинул завершение реформирования электроэнергетики,

газовой отрасли, реформу транспорта и реформу ЖКХ», – сказал Кудрин журналистам.

Глава Минфина считает необходимым отдать эти четыре направления под личный контроль главы правительства. Касаясь реформы газовой отрасли,

Кудрин сказал, что планы по реформированию «Газпрома» нарушены. «Сорваны все планы по разработке концепции (структурной реформе «Газпрома»)», – отметил министр, добавив, что правительство никак не приступит к реформированию газовой отрасли.

ПРЕДЕЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ТАРИФОВ НА ГАЗ В 2005 ГОДУ СОСТАВИТ 23%, В 2006 ГОДУ – 11%

Пределный уровень тарифов на газ в 2005 году составит 23%, в 2006 году – 11%. Такие данные содержатся в прогнозе социально-экономического развития РФ на 2005 год и основных параметрах на 2007 год, подготовленном Минэкономразвития России.

Согласно первому варианту прогноза (пессимистический), цена газа для промышленности составит в 2005 году 34,9 долл. за тыс. кубометров и 37,1 долл. в 2006 году. По второму и третьему вариантам (умеренно-консервативный сценарий и оптимистический) газ будет стоить в 2005 году – 35,4 долл., в 2006 году – 38,6 долл.

Эксперты считают, что повышение уровня оптовых цен на газ будет способствовать увеличению предложения газа на внутреннем рынке, особенно со стороны независимых производителей, а также стимулировать его рациональное использование наряду с другими альтернативными видами топлива, прежде всего углем.

«В результате повышения внутренних цен на газ в 1999–2004 годах темпами, опережающими инфляцию, поставка природного газа на внутренний рынок в 2004 году стала рентабельной. Однако уровень внутренних цен не позволяет в полном объеме обеспечить инвестиционные потребности, необходимые для поддержания и развития инфраструктуры, ориентированной на внутренний рынок», – говорится

в докладе.

Министерство отмечает, что низкий уровень оптовых цен на газ на внутреннем рынке сохраняет дисбаланс между ценами на отдельные виды топлива, не стимулирует энергосбережение в экономике. Также уровень перекрестного субсидирования цен на газ для населения и промышленных потребителей в регионах не сокращается. Одновременно, считают аналитики, повышаются риски ухода промышленных предприятий с потребления газа по распределительным сетям газораспределительных компаний (ГРО), что может привести к неконтролируемым последствиям, выраженным в росте тарифов для населения в несколько раз.

В этой связи, как отмечается в докладе, в мае 2004 года правительство приняло решение об опережающих темпах роста цен на газ для населения в розничных тарифах ГРО. Также принято решение о применении территориальной дифференциации – увеличение числа ценовых поясов с 7 до 11. «Это позволит постепенно привести оптовые и розничные цены на газ в соответствие со стоимостью его транспортировки потребителям в зависимости от расстояния», – отмечается в прогнозе.

«В результате перераспределения части выпадающих доходов федерального бюджета на налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) по газу и нефти, ставка НДПИ на газ увеличится



на 28 рублей и составит 135 рублей за тыс. кубометров, общая налоговая нагрузка на газовую отрасль увеличится более чем на 16 млрд. рублей, при этом основная нагрузка падает на «Газпром», – говорится в докладе.

«Газпром» из-за роста цен на металл и металлопродукцию в начале 2004 года просил компенсировать дополнительные расходы по НДС и себестоимости за счет регулируемых оптовых цен на газ в размере 4,6–5% дополнительно к одобренному ранее правительством среднему уровню оптовых цен на газ в 2005 году в 20%. Однако Минфин России, Минпромэнерго России и Федеральная служба по тарифам считают целесообразным увеличить средний уровень оптовых цен на газ на 2005 год до 23%.

«Вместе с дополнительными доходами от экспорта газа в 2004 году это позволит полностью компенсировать дополнительные расходы «Газпрома», – полагает министерство.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ ДЛЯ НАСЕЛЕНИЯ БУДЕТ ДОРОЖАТЬ

Тарифы на электроэнергию для населения с учетом программы по ликвидации перекрестного субсидирования в ближайшие четыре года будут возрастать, говорится в пресс-релизе Федеральной

службы по тарифам (ФСТ).

«Максимальный уровень роста составит 25% в год по сравнению с предельными уровнями тарифов на 2004 год», – отмечается в сообщении. Отмечается также,

что уже подготовлен проект решения ФСТ об утверждении предельных уровней тарифов на электро- и теплоэнергию, в том числе для населения и предприятий ЖКХ, на 2005–2006 годы.

ФРАДКОВ: «РЕШЕНИЕ О СОЗДАНИИ ПИЛОТНОЙ ОГК СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ РАО «ЕЭС РОССИИ» ДОЛЖЕН ПРИНЯТЬ САМОСТОЯТЕЛЬНО»

Решение о создании пилотной ОГК номер пять Совет директоров РАО «ЕЭС России» должен принять самостоятельно, без директивы правительства. Об этом заявил журналистам премьер-министр РФ Михаил Фрадков. «Я устно дал свое согласие. По поводу создания пятой ОГК директива правительства не нужна», – сказал премьер. По его словам, государство не будет вмешиваться в решение совета директоров энергохолдинга по созданию пятой ОГК. Премьер заверил, что уделяет пристальное внимание реформе электроэнергетики. В частности, отметил он, создана рабочая группа по электроэнергетике, в которую вошли министр промышленности и энергетики Виктор

Христенко, глава РАО «ЕЭС России» Анатолий Чубайс и председатель совета директоров компаний «Базовый элемент» и «Русал» Олег Дерипаска. «Отставание по реформе (электроэнергетики) уже идет», – сказал премьер, имея в виду серьезный комплекс вопросов по этой проблеме.

«Совершенно не исключено, что они (менеджмент РАО «ЕЭС») сами уже почувствовали (что существует этот комплекс вопросов) и начали корректировать свои действия», – добавил он.

Инвесткомпании, в распоряжении которых оказались материалы, подготовленные к совету директоров РАО «ЕЭС России», сообщили, что энергохолдинг оценивает уставный ка-

питал будущей ОГК-5 в 29,4 миллиарда рублей. Эксперты считают справедливой такую оценку. В ОГК-5 войдут Невинномысская ГРЭС, Рефтинская ГРЭС, Среднеуральская ГРЭС, Конаковская ГРЭС. Также в соответствии с утвержденной повесткой дня планируется рассмотреть вопросы о создании ТГК (территориальной генерирующей компании) по схеме аренды, о проекте реформирования ОАО «Самараэнерго», ОАО «Саратовэнерго», ОАО «Ульяновскэнерго», ОАО «Оренбургэнерго», о проекте реформирования ОАО «Красноярскэнерго», о проекте реформирования ОАО «Хакасэнерго», о комитете по стратегии и реформированию при совете директоров РАО «ЕЭС России».

МИНПРОМЭНЕРГО РФ ДО КОНЦА ГОДА ПОДГОТОВИТ ПРОГРАММУ ЗАВЕРШЕНИЯ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ УГОЛЬНОЙ ОТРАСЛИ К 2010 Г.



Минпромэнерго РФ до конца года подготовит программу завершения реструктуризации угольной отрасли к 2010 году, сообщил глава Минпромэнерго Виктор Христенко. «Я поставил перед сотрудниками министер-

ства и агентства (по энергетике) задачу до конца года сверстать программу до 2010 года, которая позволит завершить мероприятия по реструктуризации угольной отрасли», – сказал министр, открывая заседание Координационного совета угольной промышленности. По словам Христенко, речь не идет о чем-то новом, просто необходимо актуализировать уже имеющиеся проекты и оформить их в виде ведомственной долгосрочной программы. Готовить ее будет Федеральное агентство по энергетике (Росэнерго), сказал Христенко. Министр отметил, что в этой программе будут прописаны государственные обязательства по закрытию предприятий и мерам социальной защиты угольщиков. Христенко передал членам координационного совета поздравления с Днем шахтера от главы правительства Ми-

хаила Фрадкова. «Благодаря предпринятым правительством мерам отрасль вышла на устойчивые объемы производства», – сказал Христенко. «Работа шахтера требует отваги и самоотверженности», – добавил министр. Замглавы Росэнерго Владимир Щадов сообщил на заседании, что согласно проекту бюджета на 2005 год, господдержка угольной отрасли в будущем году увеличена на 500 миллионов рублей и составит в целом 6 миллиардов 637 миллионов рублей. Эта цифра еще должна быть утверждена парламентом, отметил Щадов. После этого, по его словам, агентство будет разбивать ее на отдельные программы. При этом особое внимание будет уделено повышению безопасности на шахтах, и на эти цели может быть выделено до 1 миллиарда рублей, отметил чиновник.

ЕДИНАЯ ЭЛЕКТРОЕВРОПА. НА ЕЕ СОЗДАНИЕ ГЕРМАНИЯ И ЕС ДАДУТ РОССИИ 1,5 МЛН. ЕВРО

Минфин Германии совместно с ЕС выделяют 1,5 млн. евро на то, чтобы собрать информацию о возможности объединения европейского рынка электроэнергии. Эти средства пойдут в Калининградскую область. Уже через несколько лет этот регион начнет поставлять на экспорт собственную электроэнергию. Однако что для энергетика хорошо, то газавику не в радость. Ведь продукция РАО «ЕЭС» конкурирует в Европе с «голубым топливом» «Газпрома».

Операция, которую Германия и Евросоюз начнут в Калининграде, получила название Interreg 3

С. Как заявил замминистра финансов ФРГ Эберхард Ролле, цель проекта – изучение возможности объединения европейского рынка электроэнергии, который меняет свою конфигурацию и особенности в связи со вступлением стран Балтии в Евросоюз. «Калининградская область будет выступать в нем как равноправный член переговорного процесса наряду с такими странами, как Дания, Германия, Италия, Польша и другие», – заявил Ролле на встрече с губернатором региона Владимиром Егоровым.

Основными партнерами экспортеров из Германии и ЕС станут

представители ОАО «Янтарьэнерго». «Наше руководство провело встречу с Эберхардом Ролле и дало согласие на оказание технической поддержки при реализации проекта», – сообщил пресс-секретарь «Янтарьэнерго» Антон Гендриксон. Официальный запуск проекта запланирован на ноябрь этого года. Он предполагает проведение серии консультаций по вопросам реорганизации энергетической отрасли, вовлечения региона в процесс формирования общего европейского рынка электроэнергии и энергосбережения и защиты экологии.

КРЕМЛЕВСКУЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ СДАЛИ В МУЗЕЙ

Старейшая из ныне действующих российских электростанций Московская ГЭС-1, расположенная напротив Кремля на Раушской набережной, получила статус объекта культурного наследия. Именно эту станцию два года назад глава РАО «ЕЭС» Анатолий Чубайс приводил в пример Владимиру Путину, убеждая его в необходимости проведения энергореформы, благодаря которой в энергетике должны прийти инвестиции на модернизацию устаревшего оборудования. Впрочем, то оборудование, о котором Чубайс говорил президенту, памятником уже не будет: последняя трофейная турбина, привезенная из Германии после Великой Отечественной войны, в ближайшее время должна быть демонтирована со станции.

10 августа 2004 года мэр Москвы Юрий Лужков подписал распоряжение о принятии под государственную охрану более ста архитектурных ансамблей, памятников старины, скульптурных произведений. Вместе с памятником Кутузову, Концертным залом им. Чайковского и семейным захоронением купцов Морозовых

в этот перечень памятников попала старейшая из ныне действующих российских электростанций – Московская ГЭС-1, расположенная на Раушской набережной напротив Кремля.

Станция была построена еще в 1897 году и стала первой промышленной электростанцией Москвы. Тогда ее мощность была всего 3,3 МВт, но она снабжала электричеством первые московские трамваи. Сегодня ее установленная мощность – 72,7 МВт, рабочая – 44 МВт. Для сравнения: мощность крупнейшей тепловой электростанции мира Сургутской ГРЭС-2 – 4800 МВт. Но несмотря на скромные, по современным меркам, показатели, Московская ГЭС-1 до сих пор может считаться главной электростанцией страны: она снабжает электричеством и теплом Кремль, Госдуму и здания на Старой и Лубянской площадях.

Кстати, аспект «государственной» нагрузки на станцию глава РАО «ЕЭС» Анатолий Чубайс умело использовал, когда лоббировал проведение реформы российской энергетике. По словам Чубайса, только рефор-

ма может решить проблему привлечения частных инвестиций в отрасль, за счет которых будет модернизировано изношенное оборудование отечественных электростанций. В 2000 году, в самый разгар баталий вокруг энергореформы, на торжественном празднике в честь 80-летия плана ГОЭЛРО Чубайс сообщил президенту, что снабжающая электричеством Кремль ГЭС-1 работает на оборудовании, полученном по репатриации после Отечественной войны.

Впрочем, как заявили в «Мосэнерго», сегодня это оборудование уже не используется: в ближайшее время последняя трофейная турбина будет демонтирована. Памятником культуры это уникальное оборудование являться уже не будет: в соответствии с подписанным Лужковым распоряжением под охрану попадает только само здание станции. Согласно новому статусу станции, «Мосэнерго», которому она принадлежит, будет обязано согласовывать все изменения, касающиеся этого здания, с Главным управлением охраны памятников Москвы.

СПРАВОЧНАЯ КНИГА ЭЛЕКТРИКА

Справочная книга состоит из трех больших разделов.

Первый раздел «Общетехнические сведения» содержит данные о физических величинах, принятых в электротехнике и электроэнергетике, расчетных формулах для цепей постоянного и переменного тока, краткое описание электрических измерений, современных электрических материалов.

Во втором разделе «Специальные технические сведения» приведены нормы качества электрической энергии, описаны последствия отклонения от этих норм, рассмотрены схемы, группы соединения обмоток трансформаторов и схемы включения их на параллельную работу, режимы работы нейтрали трансформаторов. Рассмотрены вопросы электробезопасности в системах электроснабжения различного назначения. Приведены кривые предельных кратностей трансформаторов тока и их технические характеристики, условия выбора и проверки электрических аппаратов и проводников. Показаны характерные неисправности трансформаторов, электродвигателей и способы короткого замыкания, выбора сечений проводов и жил кабелей, плавких предохранителей, автоматических выключателей и т.д.

В третий раздел «Справочные материалы по электрооборудованию» включены технические характеристики действующего и нового электрооборудования низкого и высокого напряжения: трансформаторов, электродвигателей, коммутационных аппаратов, кабельных и воздушных линий. Здесь же приведены сведения по светотехническим устройствам, счетчикам электроэнергии.

Значительная часть раздела посвящена описанию и параметрам нового элект-

рооборудования отечественных заводов-изготовителей. Параметры современных электросчетчиков с указанием предприятий-изготовителей даны в Приложении.

Справочная книга составлена в значительной степени с учетом запросов специалистов, занимающихся эксплуатацией электрических сетей промышленных предприятий, сельскохозяйственных объектов, жилых и общественных зданий.

Книга содержит также материал, необходимый энергетикам в повседневной работе.

Предназначена книга для инженеров, техников и мастеров, занятых в эксплуатации систем электроснабжения. Она может быть также полезна студентам энергетических специальностей.

В книге 750 страниц. Выпущена она в твердом переплете.

Приобрести ее можно по адресу: 107996, Москва, ул. Садово-Спаская, д. 18, издательство «Колос».

Тел.:(095) 207-22-95, 207-21-25. Факс: (095) 207-28-70.





ОЛИГАРХИ СТОЯТ В ОЧЕРЕДИ ЗА ЭЛЕКТРИЧЕСТВОМ

Заместитель генерального директора «Мосэнерго» Дмитрий Васильев в одном из интервью предсказал появление дефицита электроэнергии уже в 2008 году в случае остановки электрореформы.

– Темп реформы электроэнергетики в последнее время заметно снизился. Как вы считаете, насколько это опасно?

– Реформа электроэнергетики осуществляется по нескольким направлениям. Их и нужно оценивать. Во-первых, создание субъектов нового рынка путем реорганизации региональных АО-энерго через разделение по основным видам бизнеса (сети, генерация, сбыт и т. д.). В процессе такой реорганизации сейчас находится почти половина всех АО-энерго, в том числе и ОАО «Мосэнерго», то есть темпы здесь достаточно быстрые.

Во-вторых, развитие инфраструктуры рынка, которое обеспечивает равный доступ к рынку всех его участников. Это, в частности, касается развития Федеральной сетевой компании (ФСК) и Системного оператора (СО), которые будут находиться под контролем государства. Для того чтобы рынок развивался, нужно обеспечить максимальные возможности для переброски электроэнергии из одного региона страны в другой. Только в этом случае появится масштабная конкуренция, поэтому так велика роль ФСК, которая должна обеспечить равный доступ к сети всех производителей. ФСК организационно развивается достаточно динамично, хотя инвестиции в развитие

магистральных сетей сделать не успела. СО уже включил в себя почти все региональные диспетчерские управления (РДУ), в том числе и бывшее РДУ ОАО «Мосэнерго». Неплохо развивается свободный сектор оптового рынка, функционирование которого обеспечивает администратор торговой системы. Есть замедление только с продажей пакетов РАО «ЕЭС» в создаваемых оптовых генерирующих компаниях (ОГК): решение, как известно, отложено до конца года. Однако главный тормоз всех преобразований во всех сферах реформы – это перекрестное субсидирование.

Попытки откладывания решения этой проблемы создают предпосылки для масштабного дефицита электричества к 2008 году. Именно сохранение перекрестного субсидирования тормозит расширение свободного рынка электроэнергии, делает малоэффективной реструктуризацию компаний.

– В чем заключается главная идея реформирования АО-энерго?

– Заблуждаются те, кто считает, что реформа состоит только в том, чтобы разделить «Мосэнерго» или некую другую АО-энерго. Просто разделить бессмысленно. Зачем делить? Чтобы появилось 14 новых начальников? Это ничего не дает. Это имеет смысл только в том случае, если мы, разделив компании и создав базу для будущей конкуренции, организуем реальный свободный рынок, который будет стимулировать нас, энергетиков, бороться за потребителей, снижать из-

держки. Поэтому разделение – только первый шаг реформы, это еще не вся реформа. В то же время я решительно против идеи либерализации цен без разделения по видам бизнеса, так как все АО-энерго – монополисты в своих регионах. Поэтому необходимо соединить раздел АО-энерго и создание на их основе конкурентных структур с либерализацией рынка.

– Есть мнение, что дефицит электроэнергии появится в европейской части России уже в 2008 году. Что нужно сделать, чтобы его преодолеть?

– Россия преодолет все. Вопрос заключается в том, с какими потерями. Хотелось бы, чтобы для общества они были минимальны. Если затягивать решение о либерализации рынка, то, возможно, что в 2009 году потребуются либо резкий рост тарифов, либо огромные дотации государства на строительство генерирующих мощностей. Если же мы начинаем либерализацию сейчас, значит, проблему дефицита электроэнергии 2008 года мы пройдем легче. Поскольку раньше начнем строить электростанции и сети, раньше создавать федеральную систему переброски электроэнергии с места на место. У нас есть излишние мощности, например, в Сибири, а вот «переброски» еще мало. Так, в Сургуте почти 40% мощностей «заперто», потому что не построены магистральные линии. Такие линии нужны и Московскому региону. На самом деле не хватает и распределительных сетей. Московский регион и «Мосэнерго» первыми столкнулись с проблемой нехватки сетевых мощностей, которая стала ограничителем для развития экономики в регионе. В Московской области, например, это колоссальная проблема: здесь не только обычные граждане, но и все олигархи стоят в очереди, чтобы на Николиной Горе получить электричество.

Но в отсутствие рынка это никого не интересует, никто ничего не строит. А издержки и потери можно сократить только одним способом – с помощью рынка.

Но только не половинчатого рынка, а полноценного.

– На базе «Мосэнерго» будет создана крупнейшая территориальная генерирующая компания, сравнимая по своей мощности с оптовыми генерирующими компаниями (ОГК). При этом реформа «Мосэнерго» согласовывалась и с местными властями. В чем ее особенности?

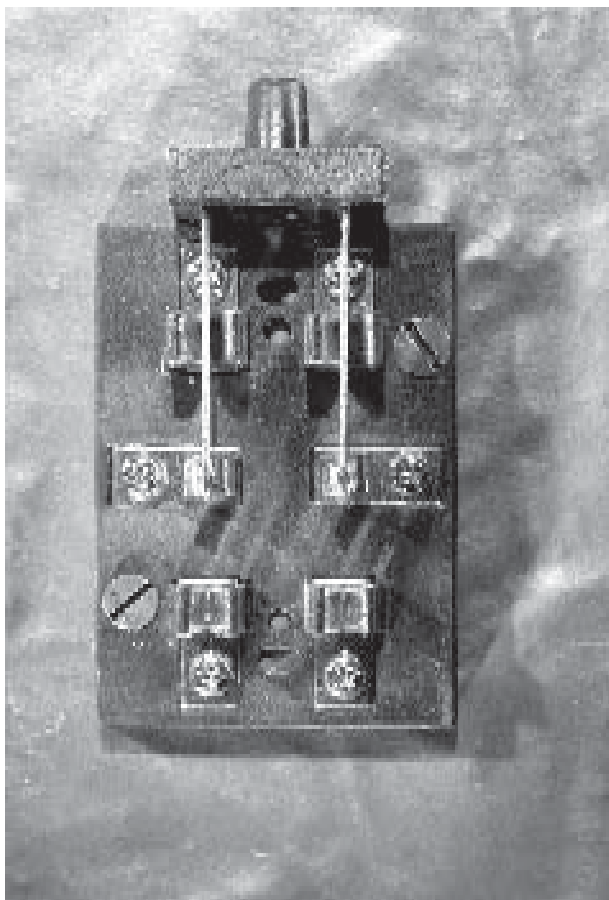
– Есть несколько специфических особенностей реформирования «Мосэнерго». Первая: реформа «Мосэнерго» происходит в очень политизированном регионе и с очень сложным составом акционеров. Есть серьезные игроки (правительства Москвы и Московской области, «Газпром», порт-



фельные инвесторы, владельцы ADR), чьи интересы удалось учесть и найти компромисс. И это помимо PAO «ЕЭС», нашего главного акционера. Вторая особенность вытекает из масштаба компании: это самое большое дочернее предприятие PAO, сейчас установленная мощность компании 15 тыс. МВт, она обслуживает регион с населением в 16 млн. человек. Соответственно, и объем работ по ее реорганизации больше, чем у любой другой энергосистемы. Даже просто зарегистрировать 28 тыс. объектов недвижимости, а затем еще и перерегистрировать их добрую половину на новые компании – очень непростая задача. Третья особенность продиктована наличием большой программы американских депозитарных расписок (АГЖ) – у нас почти 10% акций обращаются в форме ADR и у нас более 300 американских акционеров. В целом это означает, что мы подпадаем под жесткие требования не только российского законодательства, но и американского.

– «Мосэнерго» станет самой крупной ТГК. Вы не боитесь стать монополистами?

– Напомню, что в ходе реорганизации из компании выделяются 13 новых структур, которые будут действовать на территории Москвы и Москов-



ской области. То есть на месте сегодняшнего «Мосэнерго» будет 14 структур (это, кстати, еще одна особенность реформирования, так как обычно на базе АО-энерго создаются только четыре-пять новых компаний). Одна компания будет по-прежнему называться «Мосэнерго» – это будет такое «уполовиненное» «Мосэнерго», исключительно генерирующая компания. Выделятся три сетевые компании: одна региональная, которая будет «закрывать» всю Московскую область и частично «заходить» в Москву (речь идет о наземных линиях электропередачи, это больше 70 тыс. км). А в центре города будет находиться городская электросетевая компания, к которой отойдут подземные кабельные линии. Третья структура – теплосетевая компания. Выделятся еще одна сбытовая и три ремонтные компании, а также управляющая компания. Последняя создается только на переходный период. При этом действительно реорганизованное «Мосэнерго» останется одной из самых крупных генерирующих компаний, которая будет работать на будущем рынке. Хотя и не самой крупной («Иркутскэнерго» и «Росэнергоатом» будут больше), но больше, чем любая из тепловых ОГК. И именно поэтому правительство специаль-

но, чтобы создать конкуренцию, своим решением четыре электростанции отсекло от «Мосэнерго». И не просто отсекло, а включило в состав четырех разных ОГК. То есть, по крайней мере, четыре ОГК будут нашими конкурентами. Кроме того, в регионе уже поставляется 10–15% электроэнергии извне. Реформированное «Мосэнерго» сразу после разделения будет производить 80% общего объема производства энергии в регионе. В будущем эта доля, возможно, сократится. В правительстве после долгих обсуждений пришли к выводу, что опасности монополизации нет.

– При разделении «Мосэнерго» может быть использован уникальный способ прямого участия акционеров РАО «ЕЭС» в капитале компаний. Что может получиться в результате?

– При пропорциональном разделении активов «Мосэнерго» между акционерами компании РАО «ЕЭС России» получит везде – в 13 новых компаниях – те самые 51% акций, которые оно имеет сейчас в «Мосэнерго». А также сохранит 51% в реформированном «Мосэнерго». Понятно, с этими долями могут произойти разные события. В одном случае эти доли будут внесены в ОГК. А в трех сетевых компаниях она может уменьшиться, так как правительство Москвы и Московской области выразили намерение увеличить свое присутствие в капитале этих компаний, что было закреплено в соответствующих соглашениях между Москвой и Московской областью с РАО «ЕЭС». А специфическая идея прямого участия в капитале касается в первую очередь оставшегося «Мосэнерго» и Московской областной электросетевой компании. В соглашениях правительств Москвы и Московской области с РАО «ЕЭС» прописаны пункты о прямом участии акционеров РАО в капитале сетевых компаний. Что это означает? Идея заключается в том, чтобы заменить с помощью специальных юридических процедур участие РАО в капитале ОАО «Мосэнерго» и Московской областной электросетевой компании прямым участием акционеров самого РАО «ЕЭС», у которого, в свою очередь, больше 52% принадлежит Российской Федерации, остальными акциями владеют миноритарии. Значит, если 51% пропорционально распределить между этими акционерами, то государство будет напрямую владеть 26% «Мосэнерго», то есть блокирующим пакетом акций и напрямую влиять на важнейшие решения, вплоть до того, чтобы блокировать решения, которые считает для себя невыгодными. В то же время 74% акций окажется в частных руках. Причем структура акционеров будет очень распыленная. Таким образом, количество акций в свободном обращении существенно увеличится, что весьма позитивно с точки зрения капитализации компании.

По материалам www.mosenergo.ru

**В. Григорьев, Э. Киреева,
В. Мионов, А. Чохонелидзе**



ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ

ВЫБОР ПЛАВКИХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1 КВ

Плавкие предохранители, как правило, применяют для защиты электроустановок от токов КЗ, но они могут защитить электроустановки и от перегрузок. В этом случае защищаемые установки должны быть выбраны с запасом по пропускной способности, превышающим примерно на 25 % номинальный ток плавкой вставки.

Кроме того, предохранитель может обеспечить защиту электроустановок от перегрузки при условии, что его защитная характеристика располагается ниже тепловой характеристики защищаемой электроустановки.

Плавкие вставки предохранителей выдерживают токи, превышающие на 30...50 % их номинальные токи в течение одного часа и более. При токах, превышающих номинальный ток плавких вставок на 60... 100 %, они плавятся за время менее одного часа.

Наиболее распространенными предохранителями, применяемыми для защиты электроустановок напряжением до 1 кВ, являются:

- ПР – предохранитель разборный;
- НПН – насыпной предохранитель, неразборный;
- ПНР-2 – предохранитель насыпной, разборный.

ШКАЛА НОМИНАЛЬНЫХ ТОКОВ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ – 15...1000 А

Плавкие предохранители напряжением до 1 кВ выбирают по следующим параметрам и условиям:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.уст.}}$$

2. По номинальному току плавкой вставки по длительному максимальному току линии $I_{\text{ном.вст.}}$ / $I_{\text{рmax}}$

$$I_{\text{ном.вст}} \geq I_{\text{рmax}};$$

- по пусковому $I_{\text{пуск}}$ (или пиковому $I_{\text{пик}}$) току;
 - а) при защите ответвления, идущего к одиночному двигателю с нечастыми пусками и длительностью пускового периода не более 2,5 с:

$$I_{\text{ном.вст}} \geq (I_{\text{пуск}}/2,5);$$

- б) при защите ответвления, идущего к

одиному двигателю с частыми пусками или большой длительностью пускового периода:

$$I_{\text{ном.вст}} \geq (I_{\text{пуск}}/1,6);$$

в) при защите линии, питающей силовую или смешанную нагрузку:

$$I_{\text{ном.вст}} \geq (I_{\text{пик}}/2,5).$$

3. По номинальному току предохранителя:

$$I_{\text{ном.пр}} \geq I_{\text{ном.вст}}.$$

Если в сети установлено несколько последовательно включенных предохранителей, то при КЗ в какой-либо точке сети перегорать должен ближайший к точке КЗ предохранитель. Для получения селективного действия большинства типов предохранителей напряжением до 1 кВ необходимо выбирать плавкие вставки с номинальными токами, отличающимися не менее чем на две ступени.

Достоинствами плавких предохранителей являются простота устройства, относительно малая стоимость, быстрое отключение цепи при КЗ (меньше одного периода), способность предохранителей типа ПК ограничивать ток в цепи при КЗ.

К недостаткам плавких предохранителей относятся:

- срабатывание их при токе, значительно превышающем номинальный ток плавкой вставки; поэтому селективность отключения не обеспечивает безопасность отдельных участков сети;
- отключение ими цепи связано с перенапряжением;
- возможность однофазного отключения с последующей ненормальной работой электроустановок.

Плавкие предохранители широко применяются для защиты силовых трансформаторов мощностью до 2500 кВА на напряжении 10 кВ, электродвигателей, распределительных сетей и измерительных трансформаторов напряжения.

Следует помнить, что защитная (временная) характеристика плавкой вставки имеет разброс и это надо учитывать при согласовании защит.

ВЫБОР АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Автоматические выключатели предназначены для быстрой и надежной защиты проводов и кабелей электрических сетей от токов перегрузки и токов КЗ. Они используются также для управления при нечастых включениях и отключениях.

Для выполнения защитных функций автоматические выключатели снабжаются либо только тепловыми, либо только электромагнитными расцепителями, либо комбинированными расцепителями (тепловыми и электромагнитными). Тепловые расцепители осуществляют защиту от токов перегрузки, а электромагнитные – от токов КЗ.

Действие тепловых расцепителей автоматических выключателей основано на использовании нагрева биметаллической пластинки, изготовленной из спая двух металлов с различными коэффициентами теплового расширения. В расцепителе при токе, превышающем тот, на который они выбраны, одна из пластин при нагреве удлиняется больше и вследствие большего ее удлинения воздействует на отключающий пружинный механизм. В результате чего коммутирующее устройство автоматического выключателя размыкается.

Тепловой расцепитель автоматического выключателя не защищает питающую линию или асинхронный двигатель от токов КЗ. Это объясняется тем, что тепловой расцепитель, обладая большой тепловой инерцией, не успевает нагреться за малое время существования тока КЗ.

Электромагнитный расцепитель представляет собой электромагнит, который воздействует на отключающий пружинный механизм. Если ток в катушке превышает определенное, заранее установленное значение (ток трогания или ток срабатывания), то электромагнитный расцепитель отключает линию мгновенно. Настройку расцепителя на заданный ток срабатывания называют уставкой тока. Уставку тока электромагнитного расцепителя на мгновенное срабатывание называют отсечкой. Электромагнитные расцепители не реагируют на токи перегрузки, если они меньше уставки срабатывания.

В зависимости от наличия механизмов, регулирующих время срабатывания расцепителей, автоматические выключатели разделяют на не селективные с временем срабатывания 0,02...0,1 с и селективные с регулируемой выдержкой времени и токоограничивающие с временем срабатывания не более 0,005 с.

Автоматические выключатели на головном

участке шинпровода выбирают по следующим параметрам и условиям:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.уст.}}$$

где $U_{\text{ном.уст}}$ – номинальное напряжение установки.

2. По номинальному току расцепителя:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ф}} \geq I_{\text{рmax}}$$

где $I_{\text{рmax}}$ – рабочий максимальный ток; $I_{\text{р.ф}}$ – расчетный ток форсированного (послеаварийного) режима.

3. По номинальному току автоматического выключателя:

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{ном}}$$

4. По току срабатывания расцепителя:

- а) выбор тока срабатывания по пиковому току:

$$I_{\text{сраб}} \geq 1,25 I_{\text{пик}}$$

где $I_{\text{пик}}$ – кратковременный пиковый ток в линии при пуске двигателя. Для автоматических выключателей типа АЗ100:

$$I_{\text{сраб}} \geq 1,5 I_{\text{пик}}$$

- б) проверка тока срабатывания расцепителя на отключение тока однофазного КЗ – для сетей в невзрыво- и непожароопасных помещениях для автоматического выключателя, имеющего обратно зависимую характеристику:

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 3 I_{\text{сраб}}$$

для автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный расцепитель:

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 1,1 I_{\text{сраб}}$$

5. По отключающей способности выключателя:

$$I_{\text{к}}^{(3)} < I_{\text{откл}}$$

где $I_{\text{откл}}$ – предельный ток, отключаемый автоматическим выключателем; $I_{\text{к}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ.

6. По динамической стойкости токам трехфазного КЗ:

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{у}}^{(3)}$$

где $i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости, $i_{\text{у}}^{(3)}$ – ударный ток трехфазного КЗ.

Автоматические выключатели не имеют недостатков плавких предохранителей. При выборе автоматических выключателей используется их защитная (времятоковая) характеристика. По типовым времятоковым характеристикам автоматического выключателя определяется выдержка времени теплового расцепителя при расчетных нагрузках и продолжительность кратковременных перегрузок.

Автоматические выключатели, имеющие только электромагнитные элементы мгновенного действия (отсечку), выбирают по току КЗ в конце защищаемого участка с таким расчетом, чтобы расчетный (минимальный) ток КЗ был, по крайней мере, в три раза больше тока срабатывания автоматического выключателя.

ВЫБОР ШИНОПРОВОДОВ, СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1 КВ

Шинопроводы выбирают по номинальному напряжению и номинальному току $I_{\text{ном.ш}}$, причем

$$I_{\text{ном.ш}} \geq I_{\text{р.ф}} \geq I_{\text{рmax}}$$

где $I_{\text{рmax}}$ – рабочий максимальный ток; $I_{\text{р.ф}}$ – расчетный ток форсированного (послеаварийного) режима.

Сечение проводов и жил кабелей напряжением до 1 кВ по условию нагрева определяется в зависимости от расчетного значения допустимой длительной нагрузки при нормальных условиях прокладки из двух соотношений:

- 1) по условию нагрева длительным расчетным током:

$$I_{\text{норм. доп}} \geq I_{\text{дл.р}} / k_{\text{прокл.}}$$

где $I_{\text{норм. доп}}$ – допустимый ток жил кабеля или провода в нормальном режиме; $I_{\text{дл.р}}$ – длительный расчетный ток линии; $k_{\text{прокл.}}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки;

2) по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{норм. доп}} \geq (I_{\text{заш}} k_{\text{заш}}) / k_{\text{прокл.}}$$

где $I_{\text{заш}} = I_{\text{ном. вст}}$ если линия защищается плавким предохранителем; $I_{\text{заш}} = I_{\text{сраб}}$ если линия защищается автоматическим выключателем; $k_{\text{заш}}$ – кратность длительно допустимого тока для провода или жил кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата.

Согласно ПУЭ, защите от перегрузки и токов КЗ подлежат сети внутри помещений, выполненные открыто проложенными, незащищенными изолированными проводниками с горючей оболочкой; сети внутри помещений, выполненные защищенными проводниками, проложенными в трубах, в несгораемых строительных конструкциях и т.п., в следующих случаях:

- осветительные сети в пожароопасных производственных помещениях;
- силовые сети, когда по условиям технологического процесса может возникнуть длительная перегрузка;
- сети всех видов во взрывоопасных помещениях независимо от условий технологического процесса.

Все остальные сети не требуют защиты от перегрузки и защищаются только от токов КЗ, в частности, кабели и проводники в трубах в невзрывоопасных помещениях.

Если допустимая токовая нагрузка, найденная по условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты не совпадает с данными таблиц допустимых токовых нагрузок, разрешается применение проводника меньшего сечения. Однако это сечение не должно быть меньше требуемого при определении допустимой нагрузки по условию нагрева длительным расчетным током.

Сечение проводов и жил кабелей для отвлечения к одиночному двигателю с короткозамкнутым ротором во всех случаях выбирается по условию нагрева длительным расчетным током. При этом длительный расчетный ток линии $I_{\text{дл.р}}$ для невзрывоопасных помещений равен номинальному току двигателя:

$$I_{\text{ном. дв}} = I_{\text{дл.р.}}$$

для взрывоопасных помещений:

$$1,25 I_{\text{ном. дв}} = I_{\text{дл.р.}}$$

Кроме указанных выше, в цеховых сетях напряжением до 1 кВ применяют контакторы и магнитные пускатели. Контактёр предназначен для частых включений и отключений под нагрузкой силовых электрических сетей. Контактёры не защищают электрические цепи от ненормальных режимов. В цепях переменного тока применяют в основном трехполюсные контакторы серии КТ с номинальными токами 63... 1000 А. Коммутационная способность контакторов составляет 600... 1200 включений в час. Контактёры при числе полюсов два или три допускают 600... 1200 включений в час. В сетях постоянного тока применяют контакторы серии КТП с номинальными токами 80... 630 А.

Магнитный пускатель представляет собой трехполюсный контактор переменного тока, в который встроены два или три тепловых реле защиты, защищающие электродвигатель от перегрузки, но не обеспечивающие его защиту от КЗ. Магнитные пускатели предназначены для управления трехфазными асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором мощностью до 75 кВт, а также для защиты их от перегрузки. Контакты магнитных пускателей не рассчитаны на отключение токов КЗ. Для защиты от токов КЗ последовательно с тепловыми реле устанавливают плавкие предохранители или автоматические выключатели с электромагнитными расцепителями. В настоящее время применяемые магнитные пускатели серий ПМЕ, ПАЕ, ПМА заменяются пускателями серий ПМЛ и ПКЛ на номинальные рабочие токи от 4 до 200 А.

Кроме указанных аппаратов, в сетях напряжением до 1 кВ используют для коммутации кнопки управления, командоаппараты, переключатели и кнопочные посты управления.

Располагать электрооборудование в пожаро- и взрывоопасных или пыльных помещениях следует только в случае острой необходимости, когда другие решения оказываются нерациональными или крайне сложными. При этом следует иметь в виду, что в этих неблагоприятных средах, как правило, применяют специальное оборудование.

*В. Григорьев, Э. Киреева,
В. Миронов, А. Чохонелидзе
(Электрооборудование и электрооборудование цехов. М.: Энергоиздат, 2003)*

*В.Агеев,
Ю.Вантюсов*



ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Одним из путей повышения экономичности электроснабжения является разработка совершенных систем распределения электроэнергии, а также использование рациональных конструкций распределительных устройств, выбор оптимальных значений сечений проводов и кабелей, числа и мощности трансформаторных подстанций, средств компенсации реактивной мощности и их размещение в сети.

Реализация этих требований обеспечивает снижение затрат при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения, выполнение с высокими технико-экономическими показателями планов электрификации всех отраслей народного хозяйства, надежное и качественное электроснабжение промышленных предприятий.

С этой точки зрения, безусловно рациональным является разделение электроприем-

ников по надежности электроснабжения на несколько категорий с учетом их значимости в технологическом процессе производства, безаварийной работы оборудования и безопасности его обслуживания.

Многие крупные предприятия, работавшие прежде с большими объемами продукции, в настоящее время в результате снижения объемов выпускаемой продукции уменьшили долю полезно используемой мощности. Причиной этому служит огромный объем установленной мощности предприятия, не подвергавшийся никакой модернизации со дня ввода его в эксплуатацию.

В связи с этим предприятия тратят огромные суммы денег на электроэнергию, теряющуюся в системе электроснабжения из-за ее неполной загрузки. В качестве решения указанной задачи предлагается вывести в резерв часть источников электроэнергии, находящихся на

Распределение нагрузки по подстанциям

Номер источника	Установленная мощность источника, кВт	Номер потребителя	Потребляемая мощность, кВт
1	1289	1	764
2	2578	2	1538
3	1289	3	769
4	1289	4	769
5	716	5	560
6	2792	6	1177
7	1396	7	583
8	1007	8	677
9	2792	9	1177
10	1376	10	671
11	870	11	450
12	1127	12	673
13	160	13	87
14	925	14	410
15	29	15	29
16	29	16	29
17	2578	17	1538
18	716	18	560

балансе энергоцехов, а остальную часть загружать на полную мощность с целью снижения затрат на оплату потерь электроэнергии.

Поскольку поиск оптимального распределения потребителей по источникам является сложной оптимизационной задачей, то для ее решения целесообразно применение ЭВМ.

Исходными данными для расчета являются значения потребляемой и установленной мощностей потребителей и источников (трансформаторных подстанций), а также стоимость прокладки кабельных линий от источников до потребителей. Для энергоцеха одного из предприятий они представлены соответственно в табл. 1 и 2.

Критериями оптимизации будут:

1. Минимальная стоимость линий при равном количестве задействованных источников;
2. Использование минимально возможного количества источников.

С учетом вышеприведенных соображений алгоритм распределения потребителей по источникам примет следующий вид.

1. Цикл комбинаций по источникам. В цикле комбинаций по источникам должны быть

рассмотрены все варианты использования источников для электроснабжения потребителей.

1.1. Заполняется массив, содержащий номера источников, вошедших в данную комбинацию.

1.2. Определяется ограничение 4 – мощность всех источников в комбинации должна быть больше мощности всех потребителей. Если данное условие не выполняется, то 1.3.7.

1.3. Цикл распределения потребителей. При распределении потребителей исходим из предположения, что все они могут быть подключены к одному источнику.

1.3.1. Заполняем массив, содержащий номера источников и подключенных к ним потребителей.

1.3.2. Проверяем ограничение 1 – каждый потребитель должен быть подключен только к одному источнику. Если условие не выполняется, то 1.3.7.

1.3.3. Проверяем ограничение 2 – должны быть подключены все потребители. Если условие не выполняется, то 1.3.7.

1.3.4. Проверяем ограничение 3 – каждого источника должно хватать для питания всех

Стоимость подключений потребителей к подстанциям

№ п/п	Источники питания																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
2	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
3	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
4	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
5	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
6	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
7	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
8	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
9	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
10	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
11	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
12	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
13	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
14	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
15	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
16	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
17	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
18	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

подключенных потребителей. Если условие не выполняется, то 1.3.7.

1.3.5. Проводим оценку комбинации – расчет стоимости соединений потребителей с источниками.

1.3.6. Оцененная комбинация сравнивается с ранее полученными для такого же количества источников.

1.3.7. Если рассмотрены не все комбинации потребителей для данного количества источников, то 1.3.1.

1.4. Если рассмотрены не все комбинации источников, то 1.1.

2. Поиск оптимального варианта подключений.

2.1. Для всех полученных комбинаций с различным количеством источников применяется первый критерий оптимизации – минимальная стоимость линий при равном количестве задействованных источников.

2.2. Оптимальным считается вариант, удовлетворяющий второму критерию оптимизации – задействовано минимальное количество источников.

На основе представленного алгоритма была написана программа для ЭВМ и произведен расчет распределения потребителей по источникам для исходных данных, представленных в табл. 1 и 2.

Диаграмма установленной мощности задействованных источников изменяется в зависимости от их количества (рис. 1). Варианты с количеством задействованных источников меньше восьми не рассматриваются, поскольку их установленная мощность меньше мощности потребителей.

Наибольшая стоимость подключений в зависимости от количества задействованных источников приходится на вариант с минимальным количеством источников (рис. 2).

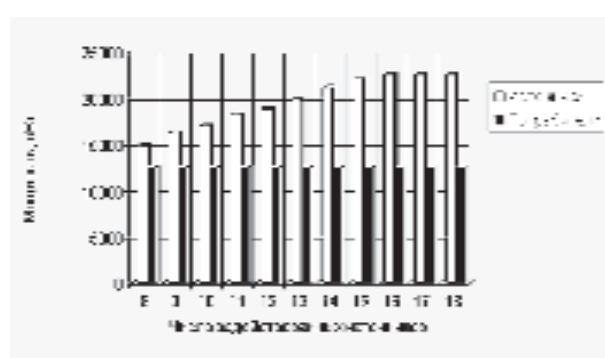


Рис. 1. Диаграмма установленной мощности в зависимости от количества задействованных источников

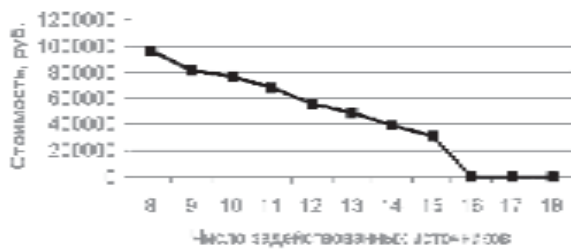


Рис. 2.
Стоимость подключений в зависимости от количества задействованных источников

В соответствии с критериями оптимизации в качестве оптимального принят вариант с восемью источниками. Приведенные результаты расчетов распределения потребителей по источникам для данного варианта показывают целесообразность модернизации внутренних систем электроснабжения и консервации некоторых из источников (табл. 3).



Таблица 3

Результаты распределения потребителей по источникам

Номер источника	Номера потребителей	Установленная мощность, кВт	Потребляемая мощность, кВт
2	1,2	2600	2307
3	3	1300	769
4	4	1300	769
6	5,6,7	2800	2320
9	9	2800	2471
10	8,10,11,12	1400	1177
13	15,16	160	145
17	14,17,18	2600	2508



В. Хованский,
начальник ЭТЛ



МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ НАЛИЧИЯ ЦЕПИ И КАЧЕСТВА КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЗАНУЛЯЮЩИХ (ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ) ЗАЩИТНЫХ ПРОВОДНИКОВ

1. Назначение и область применения

1.1. Настоящий документ «Методика проверки наличия цепи и качества контактных соединений зануляющих (заземляющих) защитных проводников» устанавливает методику проверки наличия цепи зануляющих (заземляющих) защитных проводников и ее соответствие требованиям нормативной документации.

1.2. Настоящий документ разработан для применения при проведении приемосдаточных и периодических испытаний в электроустановках до 1000 В и устанавливает порядок и последовательность проверки наличия цепи зануляющих (заземляющих) защитных проводников.

1.3. Цель измерения – проверка наличия цепи между зануляющими (заземляющими) защитными проводниками и заземлителем в

электроустановках зданий и сооружений, что обеспечивает защиту людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции.

1.4. Проверка проводится в соответствии с требованиями ПУЭ (6-е изд.) п. 1.8.36 (1,2) и ПУЭ (7-е изд.) п. 7.1.88, ГОСТ Р 50571.16-99 п. 612.2.

2. Нормативные ссылки

В данной методике использованы ссылки на нормативные документы:

2.1. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Энергоатомиздат, 1992.

2.2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 6-е изд. с изм. и доп.

2.3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. Разд. 6.–7, гл. 7.1, 7.2.



2.4. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00.

2.5. ГОСТ Р 50571.16-99. Приемосдаточные испытания.

2.6. ГОСТ Р 8.563-96. Методики выполнения измерений.

2.7. ГОСТ Р 50571.1-93. Электроустановки зданий. Основные положения.

2.8. ГОСТ Р 50571.3-94 Электроустановки зданий. Ч. 4: Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током».

2.9. ГОСТ Р 50571.10-96. Электроустановки зданий. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства и защитные проводники.

2.10. ГОСТ Р 50571.16-99. Электроустановки зданий. Ч. 6: Испытания. Приемосдаточные испытания.

2.11. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. Омметр М 372.

3. Термины и определения

В настоящем стандарте используются термины и определения, принятые согласно ПУЭ 6-е изд. и комплекса стандартов ГОСТ Р 50571.

3.1. *Электрооборудование* – любое оборудование, предназначенное для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии, например: машины, трансформаторы, аппараты, измерительные приборы, устрой-

ства защиты, кабельная продукция, электроприемники.

3.2. *Электроустановка* – любое сочетание взаимосвязанного электрооборудования в пределах данного пространства или помещения.

3.3. *Электрическая цепь* – совокупность электрооборудования, соединенного проводами и кабелями, через которое может протекать электрический ток.

3.4. *Защитный проводник (РЕ)* – проводник, применяемый для каких-либо защитных мер от поражения электрическим током в случае повреждения и для соединения открытых проводящих частей:

- с другими открытыми проводящими частями;
- со сторонними проводящими частями;
- с заземлителями, заземляющим проводником или заземленной токоведущей частью.

3.5. *Нулевой защитный проводник (РЕ)* – проводник в электроустановках напряжением до 1 кВ, соединяющий зануляемые части с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока.

3.6. *Нулевой рабочий проводник (N)* – проводник, используемый для питания приемников электрической энергии и соединения одного из их выводов с заземленной нейтралью электроустановки.

3.7. *Совмещенный нулевой рабочий и защитный проводник (PEN – проводник)* – проводник, сочетающий функции защитного и нулевого рабочего проводников.

3.8. *Заземляющий проводник* – защитный проводник, соединяющий заземляемые части электроустановки с заземлителем.

3.9. *Заземлитель* – проводник (электрод) или совокупность электрически соединенных между собой проводников, находящихся в контакте с землей или ее эквивалентом, например, с изолированным от земли водоемом.

3.10. *Защита от непосредственного прикосновения к токоведущим частям; защита от прямого контакта* – технические мероприятия, электрозащитные средства и их совокупности, предотвращающие прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением, или приближение к ним на расстояние менее безопасного.

4. Характеристики измеряемой вели-

чины, нормативные значения измеряемой величины

Объектами измерений являются:

- зануляющие (заземляющие) защитные проводники;

- проводники уравнивания потенциалов.

Действующий ГОСТ 50571.10-94 регламентирует требования к электробезопасности, согласно которым:

4.1. Заземление или зануление следует выполнять:

- при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока во всех электроустановках,

- при номинальных напряжениях выше 42 В, но ниже 380 переменного тока и выше 110, но ниже 440 В постоянного тока – только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и наружных установках.

4.2. Заземление и зануление электроустановок не требуются при номинальных напряжениях до 42 В переменного тока и до 110 В постоянного тока во всех случаях (исключение составляет металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей и проводов напряжением до 42В переменного тока и 110 В постоянного тока, проложенных на общих металлических конструкциях, в том числе в общих трубах, коробах, лотках и т.п. вместе с кабелями и проводами, металлические оболочки и броня которых подлежат заземлению или занулению).

К частям, подлежащим занулению или заземлению, относятся:

- корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т.п.;

- приводы электрических аппаратов;

- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;

- каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов, а также съемные или открывающиеся части, если на последних установлено электрооборудование напряжением выше 42 В переменного тока или более 110 В постоянного тока;

- металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные конструкции, металлические кабельные соединительные муфты, металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, металлические оболочки проводов, металлические рукава и трубы электропроводки, кожухи и опорные конструкции шинопроводов, лотки, короба, струны, тросы и стальные по-



лосы, на которых укреплены кабели и провода (кроме струн, тросов и полос, по которым проложены кабели с заземленной металлической оболочкой или броней.), а также другие металлические конструкции, на которых устанавливается электрооборудование;

- металлические корпуса передвижных электроприемников:

1. Заземляющие и нулевые защитные проводники, а также проводники металлической связи корпусов оборудования передвижных электроустановок должны быть медными, гибкими и, как правило, находиться в общей оболочке с фазными проводами и иметь равное с ними сечение.

2. В сетях с изолированной нейтралью допускается прокладка заземляющих проводников металлической связи корпусов оборудования отдельно от фазных проводов. При этом их сечение должно быть не менее 2,5 см²;

- металлические корпуса переносных электроприемников:

1. Заземление или зануление переносных электроприемников должно осуществляться специальной жилой, расположенной в одной оболочке с фазными жилами переносного провода и присоединяемой к корпусу электроприемника и к специальному контакту вилки втычного соединителя. Сечение этой жилы должно быть равным сечению фазных проводов. Использование для этой цели нулевого рабочего провода, в том числе расположенного в одной оболочке, не допускается.

2. Жилы проводов и кабелей, используемые для заземления или зануления перенос-

Наименьшие размеры заземляющих и нулевых защитных проводников

Наименование	Медь	Алюминий	Сталь		
			В зданиях	В наружных установках	В земле
1	2	3	4	5	6
Неизолированные проводники: сечение, мм ² диаметр, мм	4 —	6 —	— 5	— 6	— 10
Изолированные провода: сечение, мм ²	1,5*	2,5	—	—	—
Заземляющие и нулевые жилы кабелей и многожильных проводов в общей оболочке с фазными жилами: сечение, мм ²	1	2,5	—	—	—
Угловая сталь: толщина полки, мм	—	—	2	2,5	4
Полосовая сталь: сечение, мм ² толщина, мм	— —	— —	24 3	48 4	48 4
Водогазопроводные трубы (стальные): толщина стенки, мм	—	—	2,5	2,5	3,5
Тонкостенные трубы (стальные): толщина стенки, мм	—	—	1,5	2,5	—

Примечание. При прокладке проводов в трубах сечение нулевых защитных проводников допускается применять равным 1 мм, если фазные проводники имеют то же сечение.

ных электроприемников, должны быть медными, гибкими, сечением не менее 1,5 мм² для переносных электроприемников в промышленных установках и не менее 0,75 мм² для бытовых переносных электроприемников.

Заземляющие и нулевые защитные проводники в электроустановках до 1 кВ в соответствии с ПУЭ п. 1.7.76 (табл. 1.7.1) должны иметь размеры не менее приведенных в табл. 1.

4.3. В соответствии с ПТЭЭП (Приложение 1), измеренное значение сопротивления цепи между заземленными установками и элементами заземленной установки должно быть не выше 0,05 Ома.

4.4. Во взрывоопасных зонах любого класса подлежат занулению (заземлению):

- электроустановки при всех напряжениях переменного и постоянного тока;
- электрооборудование, установленное

на зануленных (заземленных) металлических конструкциях (которые в невзрывоопасных зонах разрешается не занулять (не заземлять)).

Это требование не относится к электрооборудованию, установленному внутри зануленных (заземленных) корпусов шкафов и пультов.

В качестве нулевых защитных (заземляющих) проводников должны быть использованы проводники, специально предназначенные для этой цели.

4.5. Электросварочные установки подлежат заземлению (занулению).

В электросварочных установках, кроме заземления (зануления) корпуса и других металлических нетоковедущих частей оборудования, как указано выше, как правило, должно быть предусмотрено заземление одного из зажимов (выводов) вторичной цепи источни-

Приборы, средства измерений

Порядковый номер и наименование средства измерений (СИ), испытательного оборудования (ИО), вспомогательных устройств	Обозначение стандарта, ТУ и типа СИ, ИО	Заводской номер	Метрологические характеристики (кл. точности, пределы погрешностей, пределы измерений)	Наименование измеряемой величины
1. Измеритель сопротивления заземления	М 372		Класс точности 1,5 Диапазон 0,1–20 Ом Погрешность $\pm 1,5\%$	Сопротивление заземляющего устройства
2. Провода соединительные	Длина 3 м		R=0,035 Ом	
3. Напильник				
4. Штангенциркуль	ШЦ-1-125-0,1 ГОСТ 166-80		Точность измерения 0,1 мм Пределы измерений 0–250 мм	Размеры проводников
5. Молоток			Масса 1 кг	Прочность сварных соединений

ков сварочного тока: сварочных трансформаторов, статических преобразователей и тех двигателей – генераторных преобразователей, у которых обмотки возбуждений генераторов присоединяются к электрической сети без разделительных трансформаторов.

В электросварочных установках, в которых дуга горит между электродом и электропроводящим изделием, следует заземлять (занулять) зажим вторичной цепи источника сварочного тока, соединяемый проводником (обратным проводом) с изделием.

Если указанное выше по условиям электротехнического процесса не может быть выполнено, а также переносные и передвижные электросварочные установки, заземление (зануление) оборудования которых представляет значительные трудности, должны быть снабжены устройством защитного отключения.

4.6. На вводе в здание должна быть выполнена система уравнивания потенциалов путем объединения следующих проводящих частей:

- основной (магистральный) защитный проводник;
- основной (магистральный) заземляющий проводник или основной заземляющий зажим;
- стальные трубы коммуникаций зданий и между зданиями;

- металлические части строительных конструкций, молниезащиты, системы центрального отопления, вентиляции и кондиционирования. Такие проводящие части должны быть соединены между собой на вводе в здание.

Рекомендуется по ходу передачи электроэнергии повторно выполнять дополнительные системы уравнивания потенциалов.

4.7. К дополнительной системе уравнивания потенциалов должны быть подключены все доступные прикосновению открытые проводящие части стационарных электроустановок, сторонние проводящие части и нулевые защитные проводники всего электрооборудования (в том числе штепсельных розеток).

Для ванн и душевых помещений дополнительная система уравнивания потенциалов является обязательной и должна предусматривать в том числе подключение сторонних проводящих частей, выходящих за пределы помещений. Если отсутствует электрооборудование с подключенными к системе уравнивания потенциалов нулевыми защитными проводниками, то систему уравнивания потенциалов следует подключить к РЕ шине (зажиму) на вводе. Нагревательные элементы, замоноличенные в пол, должны быть покрыты заземленной металлической сеткой или заземленной ме-

таллической оболочкой, подсоединенными к системе уравнивания потенциалов. Не допускается использовать для саун, ванн и душевых помещений системы местного уравнивания потенциалов.

5. Условия измерений

При выполнении измерений, согласно паспорту на М372, соблюдают следующие условия:

– измерения производятся в светлое время суток, при естественном или искусственном освещении, при температуре от минус 30 до 40° С, и относительной влажности воздуха до 90% (при температуре 30° С). Внешние магнитные поля, кроме поля земного магнетизма, должны отсутствовать;

– при проведении измерений прибор М 372 должен быть установлен в горизонтальном положении;

– схема цепи заземления на период проверки должна быть полностью смонтирована, укомплектована всеми элементами согласно проекту.

6. Метод измерений

6.1. Измерения активного сопротивления зануляющих (заземляющих) защитных проводников выполняют методом прямых измерений.

6.2. Прочность контактных сварок и сварных соединений определяется ударом молотка массой не более 1 кг.

6.3. Сечение заземляющих (зануляющих) проводников проверяют, измеряя их геометрические размеры с помощью штангенциркуля.

6.4. Измерение сопротивления переходных контактов сети заземления производится омметром типа М-372.

6.5. За величину измеренного активного сопротивления принимают показания стрелочного указателя.

7. Требования к средствам измерения, вспомогательным устройствам

При выполнении измерений применяют средства измерения и другие технические средства, приведенные в табл. 2.

8. Требования к погрешности измерений

8.1. Погрешность измерения определяется классом применяемых приборов.

8.2. Предел допускаемых значений погрешности омметра М372, согласно паспорту, в диапазоне измерений равен $\pm 1,5\%$ от длины шкалы.

9. Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

9.1. Подготовить рабочее место в соответствии с требованиями МПОТ (ТБ).

9.2. Убедиться в отсутствии напряжения на корпусе электроустановки и зануляющем (заземляющем) проводнике с помощью указателя напряжения.

9.3. Места соединения прибора с заземляющей проводкой и с заземленным объектом зачистить напильником до металлического блеска.

9.4. Измерение сопротивления переходных контактов сети заземления производится омметром типа М-372.

10. Последовательность и порядок выполнения измерения

При выполнении измерений выполняют следующие операции:

10.1. Проверить надежность сварки и болтовых соединений в местах соединений зануляющих (заземляющих) проводников места и надежность присоединения выводов заземлителей к заземленной магистрали и к аппаратам; проходы через монтажные перекрытия и стены. Качество контактных сварок и сварных соединений определяется ударом молотка массой не более 1 кг. Молоток (кувалда) должен быть надежно закреплен на ручке и осмотрен перед применением.

10.2. Проверить соответствие сечений зануляющих (заземляющих) проводников требованиям ПУЭ и проектным данным. Сечение заземляющих (зануляющих) проводников проверяют, измеряя их геометрические размеры с помощью штангенциркуля.

10.3. Измерить сопротивление цепи заземления при помощи омметра типа М-372 (в соответствии с рис. 1 Приложения 1) в следующем порядке:

– повернуть струбцину соединительного провода к общей шине заземляющей проводки и соединить токоведущий зажим с одним

Сопротивления проводов

Сечение проводов, мм ²	Сопротивление медных/алюминиевых проводов в Омх при длине (метров)									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
1,0	<u>0,0925</u> -	<u>0,185</u> -	<u>0,28</u> -	<u>0,37</u> -	<u>0,46</u> -	<u>0,55</u> -	<u>0,65</u> -	<u>0,74</u> -	<u>0,83</u> -	<u>0,92</u> -
1,5	<u>0,06</u> =	<u>0,123</u> =	<u>0,185</u> =	<u>0,25</u> =	<u>0,3</u> =	<u>0,37</u> =	<u>0,43</u> =	<u>0,49</u> =	<u>0,55</u> =	<u>0,62</u> =
2,5	<u>0,037</u> 0,063	<u>0,074</u> 0,125	<u>0,11</u> 0,19	<u>0,148</u> 0,25	<u>0,185</u> 0,31	<u>0,22</u> 0,38	<u>0,23</u> 0,44	<u>0,29</u> 0,5	<u>0,33</u> 0,56	<u>0,37</u> 0,625
4,0	<u>0,023</u> 0,04	<u>0,046</u> 0,08	<u>0,07</u> 0,117	<u>0,092</u> 0,156	<u>0,116</u> 0,195	<u>0,14</u> 0,23	<u>0,16</u> 0,27	<u>0,185</u> 0,31	<u>0,2</u> 0,35	<u>0,23</u> 0,39
6,0	<u>0,0154</u> 0,026	<u>0,0308</u> 0,052	<u>0,046</u> 0,078	<u>0,0617</u> 0,1041	<u>0,077</u> 0,130	<u>0,0925</u> 0,156	<u>0,108</u> 0,182	<u>0,1234</u> 0,208	<u>0,1388</u> 0,234	<u>0,154</u> 0,26

из зажимов прибора Rx медным проводом сечением 1,5 мм² длиной 3 м или сечением от 2,5 до 4 мм² соответственно длиной 5 или 8 м;

- установить корректором стрелку прибора на ноль;
- нажать кнопку и рукояткой «Установка» установить стрелку на отметку «∞»;
- гибким изолированным проводом соединить наконечник щупа со свободным зажимом Rx прибора;

- прижать острие щупа к зачищенному месту на корпусе заземленного объекта и, не нажимая кнопки, убедиться в отсутствии на нем напряжения (при отсутствии напряжения стрелка прибора остается в покое). При наличии на корпусе напряжения щуп немедленно отсоединить, прибор должен оставаться при этом включенным не более 30 сек. Интервал между включениями не менее 6 мин;

- убедившись в отсутствии напряжения, нажать кнопку на приборе и произвести отсчет значения сопротивления.

10.4. При наличии напряжения на заземленном объекте нажимать кнопку прибора запрещается, испытания прекращаются до устранения повреждения.

11. Обработка результатов измерений

11.1. При наличии металлосвязи между заземленными элементами и заземлителем сопротивление переходных контактов должно находиться в пределах 0,05–0,1 Ом, т.е. прибор практически показывает величину сопротивления вспомогательных проводов.

11.2. В случае неудовлетворительного состояния переходных контактов или обрыва сети заземления прибор покажет величину, значительно превышающую сопротивление вспомогательных проводов.

11.3. Сопротивление проводов, часто применяемых в практике монтажа электроустановок зданий при разных сечениях и длине, приведено в табл. 3.

Сопротивление заземляющего устройства с учетом погрешности определяется по формуле:

$$R = R_{\text{из}} + (R_{\text{из}} \cdot \delta_{\text{из}} / 100),$$

где
 $R_{\text{из}}$ – показания прибора, Ом;
 $\delta_{\text{из}}$ – относительная погрешность измерения, %, определяемая по формуле:

$$\begin{aligned} \delta_x &= \sqrt{\delta_0^2 + \delta_1^2 + \delta_2^2 + \delta_3^2} = \\ &= \sqrt{1,5^2 + \delta_1^2 + 1,5^2 + 1} = \\ &= \sqrt{5,5 + \delta_1^2} \end{aligned}$$

где
 δ_0 – основная относительная погрешность, равная $\pm 1,5\%$,

δ_2 – дополнительная относительная погрешность по наклону прибора, равная $\pm 1,5\%$,

δ_3 – дополнительная относительная погрешность, вызванная влиянием постороннего магнитного поля, равная $\pm 1\%$,

δ_1 – дополнительная относительная погрешность по температуре %.

$$\delta_1 = \pm \frac{20 - (T^0)}{10} \cdot 0,75,$$

где
 T^0 – температура окружающего воздуха при измерении.

12. Контроль точности результатов измерений

Контроль точности результатов измерений обеспечивается ежегодной поверкой приборов в органах Госстандарта РФ. Приборы должны иметь действующие свидетельства о госповерке. Выполнение измерений прибором с просроченным сроком поверки не допускается.

13. Оформление результатов измерений

13.1. Результаты проверки отражаются в протоколе соответствующей формы (форма протокола прилагается в Приложении 2).

13.2. При заполнении протокола в графе «Вывод на соответствие требованиям» напротив каждого пункта вносить запись: «соответствует» или «не соответствует».

13.3. Перечень замеченных недостатков должен предъявляться заказчику для принятия мер по их устранению.

13.4. В протокол вносятся значения величин, рассчитанные с учетом погрешности измерений в соответствии с разделом 11 данной методики.

13.5. Протокол испытаний и измерений оформляется в виде электронного документа и хранится в соответствующей базе данных.

Второй экземпляр протокола распечатывается и хранится в архиве ЭТЛ.

13.6. Копии протоколов испытаний и измерений подлежат хранению в архиве электролаборатории не менее 6 лет.

14. Требования к квалификации персонала

К выполнению измерений и испытаний допускают лиц, прошедших специальное обучение и аттестацию с присвоением группы по электробезопасности не ниже III при работе в электроустановках до 1000 В, имеющих запись о допуске к испытаниям и измерениям в электроустановках до 1000 В.

Измерения сопротивления изоляции должен проводить только квалифицированный персонал в составе бригады в количестве не менее двух человек. Производитель работ и члены бригады должны иметь не ниже 4-го разряда.

15. Требования к обеспечению безопасности при выполнении измерений и экологической безопасности

15.1. Измерения проводят по распоряжению.

15.2. При выполнении измерений должны выполняться все организационные и технические мероприятия по технике безопасности, а именно:

– перед началом работы проверяется отсутствие напряжения и остаточного заряда на корпусе испытываемого оборудования указателем напряжения до 1000 В.

– при выполнении работ применяются напильник и щуп с рукоятками из изолированного материала или же лицо, проводящее измерения, должно работать в диэлектрических перчатках.

15.3. Применяемый метод проверки цепи зануляющих (заземляющих) проводников опасности для окружающей среды не представляет.

Приложение 1

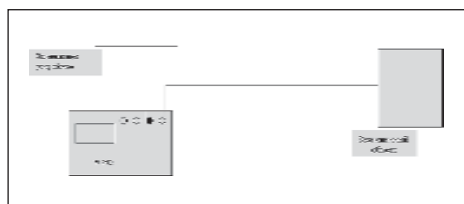


Рис. 1. Схема проведения измерения



НАДЕЖНОСТЬ ВОССТАНОВЛЕННЫХ ПОСЛЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

РАЗЪЯСНЕНИЯ ГЛАВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ
СПЕЦИАЛИСТОВ АО «СИБЭЛЕКТРОМОТОР»

Неизбежными факторами, влияющими на надежность и долговечность работы асинхронных электродвигателей, являются:

- температура обмоток;
- вибрация;
- воздействие влаги.

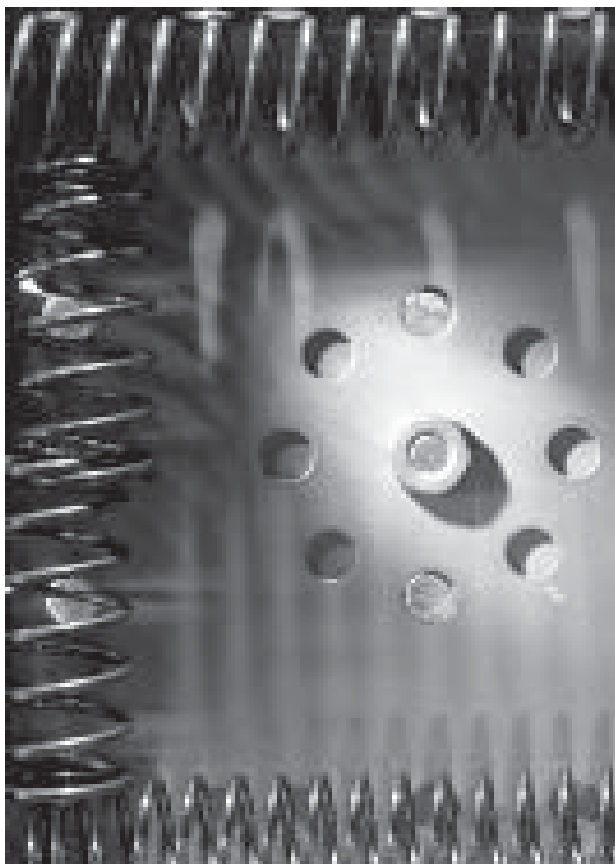
Рассмотрим влияние вышеуказанных факторов на работу электромоторов после капитального ремонта.

1. Капитальный ремонт электродвигателей предполагает полную замену обмоток статора и ротора, если он фазный. Для извлечения старой обмотки в 90% случаев применяется тепловая обработка статора вместе со станиной при температуре 200–250° С в течение 2–3 часов. Такая операция, особенно проводимая повторно, существенно ухудшает свойства электротехнической стали, значительно увеличивает ее магнитные потери, прежде всего из-за разрушения электроизоляционного покрытия между отдельными листами магнитопровода. ГОСТ на электротехническую

сталь нормирует, так называемый «коэффициент старения». Он характеризует процент увеличения удельных потерь в стали при выдержке ее в течение 120 часов в температурном режиме 120–150° С и составляет 3–8% для сталей различных марок. Несложно представить, каким будет «коэффициент старения» стали при неоднократном воздействии на сердечник статора температуры 250° С. Большие магнитные потери заметно снижают КПД двигателя и приводят к интенсивному нагреву его обмоток, особенно если мощность двигателя более 15–30 кВт. В этом случае стальные потери могут составлять до 40% от общих потерь.

2. Нагрев статора до предельно высокой температуры приводит к деформации посадочных поверхностей замков, что весьма ощутимо для двигателей в алюминиевом корпусе; как следствие, нарушается равномерность воздушного зазора между статором и ротором, появляется касание ротора о статор, увеличивается общая вибрация электромашин.

Из комплектующих изделий при рециклировании заменяются, как правило, только подшипники. Подшипниковые щиты, крышки подшипников



и ротора используют от двигателей, отработавших свой ресурс. Бывшие в употреблении детали имеют зачастую недопустимый износ посадочных поверхностей, особенно ступиц щитов под посадку подшипников. Неоднократная напрессовка и распрессовка деталей приводного механизма вызывают повышенное радиальное биение выходного конца вала. Перечисленные отклонения также негативно сказываются на равномерности воздушного зазора между статором и ротором с последствиями повышенной вибрации, о которых говорилось выше.

Многочисленные проверки восстановленных электромоторов в контрольных лабораториях показали, что допуски установочно-присоединительных размеров на всех проверяемых двигателях не соответствуют предусмотренным ГОСТ 8592-79. Наибольшую погрешность имеют параллельность опорной поверхности лап оси вращения двигателя, радиальное биение выходного конца вала, радиальное и особенно торцевое биение крепительного фланца.

3. Из-за отсутствия стандартных запасных частей в рециклированных* электродвигателях нередко применяются резиновые уплотнения кустарного производства. Их использование между станиной и коробкой выводов, между крышкой и коробкой

выводов приводит к нарушению степени защиты электромашины, установленной заводом-изготовителем, к опасности проникновения влаги внутрь двигателя, особенно работающего на открытом воздухе.

Все вышесказанное убедительно доказывает, что рециклированные электродвигатели при работе испытывают на себе повышенное воздействие всех трех неблагоприятных факторов: тепла, вибрации, влаги.

Нельзя забывать про общеизвестное правило «десяти градусов»: срок службы изоляции уменьшается вдвое при превышении рабочей температуры изоляции на 10°C выше допустимой.

Интересные результаты по исследованию совместного влияния высокой температуры и повышенной вибрации на срок службы асинхронных электродвигателей представлены в книге О.Гольдберга «Качество и надежность асинхронных двигателей» (М.: Энергия, 1968). В ней представлены результаты экспериментов по определению надежности обмоток двух партий асинхронных двигателей А2-71-4. Первая партия электродвигателей проверялась на воздействие только одного фактора – теплового старения при повышенной температуре. Вторая партия испытывалась при воздействии двух факторов – теплового старения и вибрационного ускорения, равного $1,5\text{ g}$. По результатам испытаний средняя наработка на отказ первой партии составила 1432 часа, а второй – 330 часов. Другими словами, при добавлении к фактору теплового старения фактора вибрации средняя наработка на отказ уменьшилась более чем в 4 раза. Суммарное воздействие неблагоприятных факторов, которым неизбежно подвергаются рециклированные двигатели,кратно уменьшает показатели их надежности в сравнении с теми, которые гарантирует завод-изготовитель.

От недобросовестной деятельности коммерческих фирм, торгующих восстановленными моторами, пострадали такие известные компании, как «Балт-Кран» (г. Калининград), «Сургутская трубная компания», Нижнетагильский металлургический комбинат и ряд других потребителей. В подобных случаях за качество поставляемого товара первоначальный завод-изготовитель ответственности не несет.

Чтобы обезопасить себя от сомнительных сделок, работайте без посредников с предприятием-производителем. В этом залог надежной эксплуатации вашего приобретения, защищенного гарантийными обязательствами изготовителя.

*Рециклированный – восстановленный после капитального ремонта.



КОНТЕЙНЕРНЫЕ ДИЗЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ РЕЗЕРВНОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

Современные дизель-электрические установки (ДЭУ) являются надежными электроагрегатами, которые находят широкое применение в качестве одного из независимых источников при построении систем резервного (гарантированного или бесперебойного) электроснабжения.

Высокая степень автоматизации ДЭУ (до 4-го уровня сложности ГОСТ 1382, что соответствует 3-й степени автоматизации ГОСТ 14228) позволяет использовать их как в качестве основных источников электроснабжения, при этом не требуется постоянного присутствия обслуживающего персонала. В ряде случаев ДЭУ являются единственным возможным средством обеспечения электропитания потребителей первой категории надежности и особой группы первой категории (например, при невозможности прокладки дополнительной кабельной линии от трансформаторной подстанции (ТП) или при недостаточной мощности (ТП).

В то же время обладая многими достоинствами, ДЭУ имеют ряд особенностей, которые могут представляться заказчику трудноразрешимыми проблемами при планировании мероприятий по монтажу и вводу ДЭУ в эксплуатацию.

Перечислим основные из них.

- Для размещения ДЭУ необходимо отдельное помещение дизельной, расположенное преимущественно на первом этаже здания, имеющее степень огнестойкости не ниже III А, категорию по

взрывопожарной и пожарной опасности В1-В4 (НБП 105-96).

- ДЭУ должна быть установлена на отдельном фундаменте, не связанном с общим фундаментом здания.

- Дизельная должна быть оборудована системой технологической вентиляции, обеспечивающей необходимое охлаждение ДЭУ при работе.

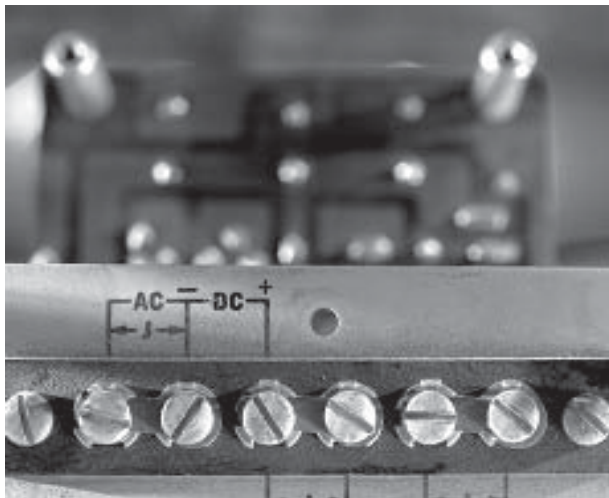
- Относительно высокий уровень шума ДЭУ требует принятия специальных мер для обеспечения требований санитарных норм по шуму.

- В соответствии с требованиями нормативных документов необходимо вывести выхлопную трубу ДЭУ выше конька крыши здания на уровень не менее 2 м.

- Помещение дизельной должно быть оборудовано пожарной сигнализацией и автоматического пожаротушения (НБП 110-99)

При новом строительстве все указанные проблемы могут быть своевременно решены при проектировании, однако при модернизации существующей системы энергоснабжения его дооснащение с целью размещения ДЭУ может быть весьма затруднительным, что потребует строительства нового здания дизельной.

Существует более простой и быстрый способ решения поставленной задачи – контейнерный вариант поставки ДЭУ.



Очевидные преимущества контейнерной ДЭУ следующие.

- Изготовление происходит в заводских условиях по отработанной документации,
- Контейнер укомплектован всеми системами, необходимыми для работы ДЭУ.
- Устанавливается в любом удобном для заказчика месте на ровной площадке.
- В качестве фундамента могут быть использованы дорожные плиты, бетонные блоки и пр.
- Монтаж контейнерной ДЭУ прост и заключается в установке объекта, монтаже внешней выхлопной системы и подключении кабелей.
- При необходимости контейнерную ДЭУ можно быстро демонтировать и перевезти на другое место.

Рассмотрим подробнее конструкцию и состав контейнерной ДЭУ.

Основными требованиями, предъявляемыми к конструкции контейнерной ДЭУ, являются:

- габариты, позволяющие провозить контейнер автомобильным и железнодорожным транспортом;
- прочность, позволяющая производить погрузочно-разгрузочные работы и транспортирование в укомплектованном состоянии (с установленной ДЭУ и вспомогательном оборудовании);
- наличие необходимых для работы ДЭУ и ее обслуживания конструктивных элементов (проемов для вентиляции и выхлопной системы, кабельного ввода и пр.);
- устойчивость ограждающих конструкций к климатическим условиям в месте размещения контейнера (температурному диапазону, ветровым, снеговым нагрузкам и пр.).

Одним из способов реализации перечисленных требований при изготовлении контейнерной ДЭУ является использование стандартных грузовых контейнеров по ИСО 830-1981.

Такие контейнеры обладают достаточной прочностью, поскольку специально предназначены для многократного использования, имеют необходимые такелажные узлы. Однако чтобы обеспечить приемлемые условия эксплуатации для размещаемой в контейнере ДЭУ, потребуется существенная доработка конструкции, связанная с закреплением ДГУ, выполнением необходимых проемов, теплоизоляцией стен и потолка и т.п.

Эти работы могут оказаться не дешевле, чем изготовление специализированного контейнера для ДЭУ. Кроме того, грузовой контейнер может не удовлетворить заказчика с архитектурной точки зрения, особенно при установке его в непосредственной близости от зданий объекта.

Специализированный контейнер проектируется исходя из конкретных требований и пожеланий заказчика по установке контейнерной ДЭУ на объекте. Так, например, при низких температурах эксплуатации (до -60°C) каркас контейнера изготавливают из специальных сталей и используют дополнительное утепление.

В конструкции могут быть использованы современные ограждающие конструкции и материалы (сэндвич-панели, профилированный оцинкованный стальной лист, металл-черепица и пр.), которые придают изделию эстетичный вид и гарантируют длительную устойчивость к атмосферным условиям.

В отличие от стандартных грузовых контейнеров, габариты специализированных могут быть оптимальными для размещаемого в них оборудования.

В ряде случаев дизель-электрическая станция может иметь в своем составе две ДЭУ, резервирующих друг друга или работающих синхронно на общую нагрузку.

В такой ситуации может быть предложен вариант размещения двух ДЭУ (мощностью не более 150 кВт) в одном контейнере, который может быть не более привлекателен для заказчика по сравнению с двумя отдельными контейнерными ДЭУ, как с точки зрения удобства эксплуатации, так и по стоимости.

Коротко остановимся на основном составе контейнерной ДЭУ.

1. ДЭУ

К качеству ДЭУ в контейнерах может использоваться достаточно широкий ряд выпускаемых в настоящее время агрегатов.

При размещении ДЭУ учитывается необходимость ее обслуживания, поэтому предпочтение отдают моделям, имеющим меньшие размеры.

2. Система вентиляции

Для обеспечения необходимого количества воздуха на горение и охлаждение агрегатов ДЭУ в контейнере предусматриваются впускной и выпускной

ной клапаны заданного сечения. При автоматическом режиме работы эти клапаны открываются после запуска и закрываются после остановки ДЭУ. Кроме того, закрытие воздушных клапанов обеспечивается при обнаружении возгорания в помещении дизельной.

При повышенных требованиях к уровню шума (см. СН 2.2.4/2.1.8.562-96) на проемы впускного и выпускного клапанов устанавливаются пластинчатые шумоглушители, размеры которых определяются расчетом, исходя из заданного уровня шума. Снаружи оба проема оборудуют снегозащитными кожухами.

В местах с холодным климатом в системе технологической вентиляции предусматривается также система рециркуляции воздуха, позволяющая поддерживать положительную температуру в дизельной при работе в зимний период.

Наряду с технологической, в контейнерной ДЭУ предусматривается вентиляция, запуск которой может производиться вручную.

3. Выхлопная система

Выхлопная система контейнерной ДЭУ делится на *внутреннюю* и *внешнюю*.

В состав внутренней системы входят поставляемые с ДЭУ глушители, гибкий сифон, отводы. Внутренняя система смонтирована в контейнере и защищена теплоизоляцией для предупреждения соприкосновений персонала с горячими поверхностями. Вывод системы наружу осуществляется, как правило, через торцевую стенку. Внешняя выхлопная система представляет собой выхлопную трубу, которая с помощью фланцев соединяется с внутренней системой. Высота выхлопной трубы определяется при выполнении экологической части проекта установки ДЭУ.

4. Система отопления

При использовании ДЭУ в дежурном режиме в контейнере обеспечиваются температурные условия, при которых запуск дизель-генераторов гарантируется в любой момент.

С этой целью наряду с подогревателями антифриза, входящими в комплект поставки ДЭУ, в контейнере устанавливают электрообогреватели, оборудованные терморегуляторами. Рекомендуемый порог включения обогревателей плюс 5...10 °С.

5. Система освещения

Рабочее освещение выполняется традиционно с использованием люминесцентных светильников или ламп накаливания. В качестве эксплуатационного освещения применяют световые указатели, работающие от аккумулятора системы пожарной сигнализации.

6. Система пожарно-охранной сигнализации и автоматического пожаротушения

В соответствии с требованиями НПБ 110-90 помещения дизельных оборудуются системой по-



жарно-охранной сигнализации и автоматического и пожаротушения.

Из последних, по требованию заказчика, могут устанавливаться *газовые, аэрозольные, порошковые*. Газовые системы имеют достаточно высокую стоимость, поэтому применяются редко. Самыми простыми, дешевыми и безопасными в эксплуатации следует признать порошковые системы.

В состав порошковой системы автоматического пожаротушения входит прибор контрольный приемный пожарной (ПККП). Контроль возгорания осуществляется с помощью тепловых или дымовых пожарных извещателей.

При обнаружении возгорания приборов ПККП выдает сигнал на внешний диспетчерский пункт, дает предупредительный звуковой сигнал для обслуживающего персонала, формирует сигнал аварийной остановки ДЭУ, а также сигнал на закрытие воздушных клапанов и остановку вентилятора общевременной вентиляции. После выдержки 20–30 °С. выдается команда на запуск модулей пожаротушения.

7. Вводно-распределительная коробка и щит собственных нужд

Для подключения к контейнерной ДЭУ внешних кабелей (нагрузка ДЭУ, питание собственных нужд, контрольные кабели) предназначена водно-распределительная коробка, имеющая необходимое количество клеммников. Внешние кабели могут быть заведены непосредственно в коробку через кабельный ввод.

В состав щита собственных нужд входят автоматические выключатели, предназначенные для коммутации и защиты всех внутренних потребителей дизельной, а также элементы управления системой вентиляции.



С. Валиулин,
доцент, К.Т.Н.,
генеральный директор
ООО «Гидротермаль»,
г. Нижний Новгород

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ СЕРИИ ВВПИ

Одна из основных задач проектирования теплообменных аппаратов состоит в оптимизации теплогидравлических характеристик теплообменных поверхностей с целью достижения требуемой тепловой эффективности при заданных ограничениях по массе и габаритам.

Известно, что главным направлением достижения высоких теплогидравлических и массогабаритных показателей является использование технологий интенсификации теплоотдачи. Такие методы, как применение витых труб, кольцеобразно и спирально накатанных труб, гофрированных пластинчатых поверхностей и других, позволяет в два и более раз увеличивать теплоотдачу в сравнении с гладкими поверхностями и достигать значений коэффициента теплопередачи $(6...10) \cdot 10^3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ при умеренном гидравлическом сопротивлении. Эти значения и указываются чаще всего производителями и проектантами теплообменных аппаратов в рекламно-информационных источниках с целью демонстрации высокой эффективности их продукции.

Однако в эксплуатации теплообменные поверхности неминуемо загрязняются, и термическое сопротивление загрязнения должно быть правильно учтено как в проектном расчете теплообмен-

ника, так и в поверочном – при уточнении его характеристик для работы в конкретной системе. В качестве расчетного термического сопротивления чаще всего используется некоторое осредненное значение в пределах $(1,2...2,4) \cdot 10^{-4} (\text{м}^2 \cdot \text{К})/\text{Вт}$. Отметим, что учет термического сопротивления выявляет практическую невозможность достижения эксплуатационного значения коэффициента теплоотдачи в теплообменнике $(6...10) \cdot 10^3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Так слой накипи толщиной всего 0,15 мм ($R_{\text{загр}} = 0,00012 (\text{м}^2 \cdot \text{К})/\text{Вт}$) понижает коэффициент теплопередачи с $10^4 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ до $4,5 \cdot 10^3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

В действительности ситуация еще более неблагоприятная. Ревизия теплообменников, отработавших хотя бы один отопительный сезон, выявляет наличие загрязнений толщиной больше 0,15 мм, а после нескольких лет эксплуатации – 0,5...1,0 мм.

Таким образом, влияние эксплуатационных загрязнений на эффективность теплообменных аппаратов очень велико и может свести на нет все усилия проектанта по интенсификации теплоотдачи.

В то же время известно, что темп роста загрязняющего слоя является непостоянной величи-

ной и зависит от большого количества факторов. Среди них важнейшими являются: химический состав теплоносителя, его скорость, степень турбулентности потока, шероховатость и наличие оксидной пленки на поверхности теплообмена, температура теплообменной поверхности, направление теплового потока и др. Несмотря на большой разброс численных значений влияния различных факторов на загрязнение теплообменных поверхностей, направление этого влияния прослеживается достаточно четко, что может быть использовано на практике.

Идея минимизации темпа роста загрязняющих отложений лежит в основе проекта теплообменных аппаратов серии ВВПИ. Учтены следующие подтвержденные практикой положения:

1. Темп роста загрязняющих отложений уменьшается с увеличением скорости и турбулентности потока.

2. Количество загрязняющих отложений уменьшается с уменьшением объема и количества застойных зон, связанных с разворотом потока, загромождением проточной части теплообменника и т.п.

3. Загрязняющие отложения менее интенсивно накапливаются на поверхностях, имеющих малую шероховатость и высокую коррозионную стойкость.

Конструктивная реализация отмеченных положений выполнена следующим образом. Высокие скорости течения (1,5...2,0 м/с) греющего и нагреваемого теплоносителей достигаются путем организации продольного реверсивного тока в трубном и межтрубном пространствах. Примерное равенство проходных сечений обоих пространств обеспечивается выбором предельно малого шага труб в трубных решетках ($S=1,2...1,21$). Продольный ток в межтрубном пространстве позволяет не только в 3 раза увеличить скорость течения, но и уменьшить объем застойных зон с 25...30 до 5%.

Нанесение на поверхность теплообменных труб турбулизирующих кольцевых канавок и выступов обеспечивает интенсивную пристенную турбулизацию, увеличивающую теплоотдачу в 2,0...2,5 раза и способствующую периодическому срыву загрязнений.

С целью уменьшения обводных течений в теплообменниках ВВПИ малой мощности (от 60 до 300 кВт) их корпуса в поперечном сечении имеют форму многогранников (рис. 1), при этом трубные пучки вписываются в них с минимальными зазорами. В теплообменниках повышенной мощности (до 4500 кВт) с указанной целью устанавливаются поперечные сегментные вытеснители между трубными пучками и корпусом.

Анализ многочисленных эксплуатационных и

экспериментальных данных показал, что одним из наиболее перспективных материалов для формирования теплообменной поверхности подогревателей является легированная сталь аустенитного класса 08...12X18H10T. Она практически не корродирует в сетевой и котельной воде, в том числе при организации щелочных режимов водоподготовки, обладает низкой адгезией к взвешенным частицам и кристаллам накипи.

Сталь 12X18H10T используется для изготовления теплообменных труб, трубных решеток, перегородок и корпуса подогревателей ВВПИ. Все элементы подогревателей крепятся методом сварки с присадочной проволокой в среде аргона. Это обеспечивает отсутствие коррозионных пар, высокую прочность и герметичность соединений. Рассматриваемые аппараты спроектированы с учетом требований по прочности ГОСТ14249-89 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность», ГОСТ25859-83 «Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках», РД 26-14-88 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Элементы теплообменных аппаратов». То есть подогреватели ВВПИ, не подпадая под характеристику «Сосуды высокого давления», тем не менее изготавливаются с учетом требований Госгортехнадзора к сосудам повышенной опасности. Запас прочности элементов корпуса по отношению к номинальным допускаемым напряжениям по ГОСТ14249-89 – 350...400%. Запас прочности трубок – 1000...1500%.

В связи с этим подогреватели ВВПИ мало чувствительны к резким скачкам температуры и давления. Трубные пучки выдерживают гидроудары, вибрацию и т.п. В целом это обеспечивает высокую надежность подогревателей, в том числе в условиях возможных нарушений режимов эксплуатации.



Рис. 1



Рис.2



Рис.3

При номинальных значениях расходов подогреватели ВВПИ имеют гидравлическое сопротивление 25...40 кПа, что позволяет при необходимости соединять их последовательно. Ряд подогревателей ВВПИ включает 30 основных типоразмеров на тепловые потоки от 60 до 4500 кВт. Мощности до 2250 кВт обеспечиваются работой однокорпусного подогревателя (рис. 2), а мощности до 4500 кВт – работой блока из двух аппаратов (рис. 3).

Все теплообменники ВВПИ имеют общие конструктивные черты:

- в корпусе имеется одна продольная перегородка, герметично сваренная в корпус, что

обеспечивает его прочность и повышенные скорости теплоносителя в межтрубном пространстве;

- подводящий и отводящий патрубки располагаются на коллекторах, обеспечивающих малое сопротивление входа-выхода, легкую очистку от крупных твердых загрязнений, минимум застойных зон;
- на корпусе имеется кольцевой температурный компенсатор;
- отводящие и подводящие патрубки располагаются в районе головки теплообменника, что обеспечивает удобство обвязки подогревателей и уменьшение температурных деформаций;
- длина труб во всех подогревателях составляет 1750...2000 мм, что обеспечивает примерное равенство сопротивления и тепловой эффективности всех подогревателей.

Эксплуатация теплообменников серии ВВПИ в течение семи лет подтвердила правильность использованных конструктивных решений. Так, загрязняемость подогревателей ВВПИ оказалась в 2...3 раза ниже, чем у стандартных трубчатых аппаратов ПВ (ГОСТ 27590-88ЕЕ) при лучших в 3 раза массогабаритных характеристиках. Сравнительная эксплуатация в одинаковых условиях подогревателей ВВПИ-0800.00 и пластинчатых теплообменников «Alfa Laval» по показателю ресурса работы без очистки выявила трехкратное преимущество аппаратов ВВПИ. При работе в городских теплосетях пропускная способность подогревателей ВВПИ сохраняется в течение всего отопительного сезона в допустимых пределах.

В целом можно констатировать, что отмеченные конструктивные особенности подогревателей ВВПИ обеспечивают достижение поставленных целей – увеличение стабильности и надежности теплового потока в период эксплуатации, улучшение массогабаритных показателей.





КОТЛЫ: ЧУГУННЫЕ И СТАЛЬНЫЕ

Элитное котельное оборудование отличает не только высокая стоимость. Во главе угла – качество. Общий срок жизни котельной зависит от многих факторов, среди которых не на последнем месте топки.

Исторически сложилось, что котлы в основном бывают *чугунными* и *стальными*. Научные и практические споры о том, какие из них лучше, до сих пор остаются спорами. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки.

Чугунные котлы производят в Европе уже более 100 лет по хорошо отработанной технологии. Их главное достоинство заключается в том, что они не ржавеют. Правда, чугунные котлы несколько тяжеловаты, поэтому их делают секционными, чтобы было удобно собирать и монтировать прямо на месте.

Слабое место чугунного котла – повышенная чувствительность к разнице температур между «подачей» и «обработкой» контура отопления. Если таковая переваливает за критическую отметку, котел может дать трещину. К примеру, максимальный перепад температуры в различных моделях De Dietrich составляет 25–30 °С, в котлах Buderus – до 45 °С. В этом отношении секционная конструкция имеет еще один плюс – заменить можно только прохудившуюся секцию.

Из чугунных котлов на нашем рынке можно найти модели Veissman, Buderus, Wolf, Vaillant, De Dietrich.

Стальные котлы заняли серьезную позицию на европейском рынке только с появлением ав-

томатической сварки в 50–60 годы прошлого столетия. Основное преимущество стальных котлов – более высокий коэффициент полезного действия (КПД). Это значит, для обогрева определенного объема воды до требуемой температуры в стальном котле нужны меньшие энергозатраты, чем в чугунном. Но не обольщайтесь. КПД чугунных соответствующего класса выше в среднем на 1–2%, поэтому не ждите от этого разительной экономии средств вашего бюджета. А вот перепада температур стальные котлы боятся в значительно меньшей степени. И легко выдерживают «дельту» до 50–60 °С.

Главный бич стальных котлов – коррозия. И как ни странно, самое опасное место – совсем не емкость для воды. Ее стенки можно без проблем покрыть всевозможными водостойкими, антикоррозионными эмалями на основе стекла и пластика. Незащищенной от коррозии остается топка. Продукты сгорания любого топлива содержат водяные пары и их вполне достаточно, чтобы на стенках топки выпал конденсат. Поэтому «прогорает» она, как принято говорить, именно из-за воды. Чтобы замедлить процесс коррозии, стенки топки обрабатывают специальной жароустойчивой грунтовкой. Но и это не снимает проблему полностью.

К моделям класса «экстра» можно отнести стальные котлы Veissman, Buderus, Wolf, Vaillant, Schaefer.

Возвращаясь к спору о преимуществах и недостатках чугуна и стали, можно сказать, что любая уважающая себя фирма-изготовитель котлов



имеет в реестре своей продукции оба ряда «стальных» и «чугунных» моделей.

Звенья, непосредственно ответственные за КПД котла, – топка плюс теплообменник. Минуту дистанцию между горелкой и дымоходом, продукты горения согревают теплообменник. В традиционной конструкции а-ля «печка-буржуйка» все тепло сразу же поднимается вверх. Такая конструкция часто встречается в моделях среднего класса: бельгийских ACV, южнокорейских Olimpia, Kiturami и других производителей, широко представленных на отечественном рынке. Как нельзя кстати на этот счет вспоминается крылатая фраза «вылетать в трубу».

Для повышения эффективности обогрева в приборах экстракласса пламя горелки рассеивается на дальней стенке топки и разворачивается вспять. В результате тепловой поток медленнее проходит через теплообменник, что повышает КПД.

К сожалению, далеко не любой импортный котел в состоянии прижиться на российских просторах. А виной тому льготные условия на исторической родине: и вода в системе отопления мяг-

кая, очищенная, и в газопроводе давление постоянное, не меньше 20 мБар.

Проблема использования жесткой воды стоит еще не так остро. Если система отопления смонтирована правильно, то единожды залив теплоноситель, о нем можно забыть. Кремниевый осадок если и выпадет однажды, то, конечно, укоротит жизнь котельной, но не надолго. Ведь производители дают на свою продукцию пятилетнюю гарантию, а срок службы декларируют 25–30-летний. Гораздо хуже, если система по неопытности или халатности сантехников даст течь. Придется пополнить запасы теплоносителя в отопительном контуре новой порцией «грязенькой» водички, значит, осадок выпадет повторно. А если эта неприятность повторится снова и снова, хорошего не ждите.

И все-таки в наших краях наиболее актуальна газовая проблема. Ну какому немцу может прийти в голову, что с поставкой газа могут быть перебои? Импортное оборудование к такому отношению не приучено. Если давление в газопроводе ниже нормы, горелки начинают «чихать и кашлять». Из-за одного перебоя они, конечно, из строя не выйдут, но если ситуация повторится – быстро выйдут из строя, и никакие гарантии им не помогут.

Горелки в котлах бывают двух видов: атмосферные, как в газовой колонке, и надувные, их еще называют принудительными.

В атмосферных горелках горение происходит на открытом воздухе. Работают они только на газе, конструктивно проще и дешевле, поэтому больше распространены в Европе. Да и на нашем рынке их предостаточно. Но КПД котла с атмосферной горелкой не выше 90%. Когда давление в газопроводе уменьшается, она продолжает гореть. Пламя при этом становится низким – садится на горелку, и мощность котла падает.

Но это еще не самое страшное – гораздо хуже, что прогорают сопла горелки. И если котел постоянно работает в «состоянии стресса», то его придется менять гораздо раньше положенного времени.

Немного иначе обстоят дела с надувными горелками. Они бывают газовыми, дизельными и мазутными, поэтому котлы «под них» делают универсальными. Но покупать приходится отдельно и котел, и горелку, а в сумме выходит дороже. К тому же такая горелка сложнее в наладке и более шумная, чем атмосферная. Зато КПД котла с надувной горелкой выше – до 95%, и к давлению газа в трубах он не так критичен.

Обычно в дорогих котлах (Buderus, Wolf, Vaillant, Schafer) топка и бойлер для воды конструктивно размещаются в двух разных блоках. Это очень здорово: можно моделировать. Такое разделение, правда, дорогого стоит – на то они и экстракласс.



ПАР ДЛЯ ЛЮБЫХ НУЖД

За последние 10 лет финская фирма «Стимратор» (STEAMRATOR) изготовила более 1700 единиц парового оборудования. Качественные и универсальные парогенераторы являются результатом сотрудничества ведущих специалистов в данной области, непрерывного совершенствования продукции и контроля за качеством.

Надпись «made in Finland» для российского потребителя традиционно является признаком качества, надежности и экономичности. Ведущий изготовитель парового оборудования в Скандинавии фирма «Стимратор» была создана в 1982 году в городе Ристиина.

Сфера применения парогенераторов «Стимратор» весьма широка: с их помощью возможно получение пара даже в самых труд-



ных условиях. Они могут использоваться в промышленности, на строительных площадках, в муниципальном хозяйстве для оттаивания снега и льда, очистки агрегатов и оборудования, продувки дорожных барабанов, труб, колодцев, дезинфекции и других целей.

Мобильные и морозостойчивые

Парогенератор МНС-700 (табл. 1) установлен в теплоизолированный контейнер. Благодаря увеличенному объему топливного и водяного баков установка способна обеспечивать потребителя паром в течение целого дня. В качестве дополнительного оборудования может быть установлен дизель-генератор. Теплоизоляция и наличие электронагревательных элементов позволяют эксплуатировать МНС-700 в условиях суровой российской зимы.



Мобильный парогенератор МНТ-700 (см. табл. 1) незаменим в муниципальном хозяйстве при производстве дорожных работ, строительстве и как аварийный источник пара или горячей воды. Парогенератор выполнен в виде автоприцепа со всем необходимым оснащением: габаритными и тормозными огнями, указателями поворотов. Может буксироваться легковым автомобилем.

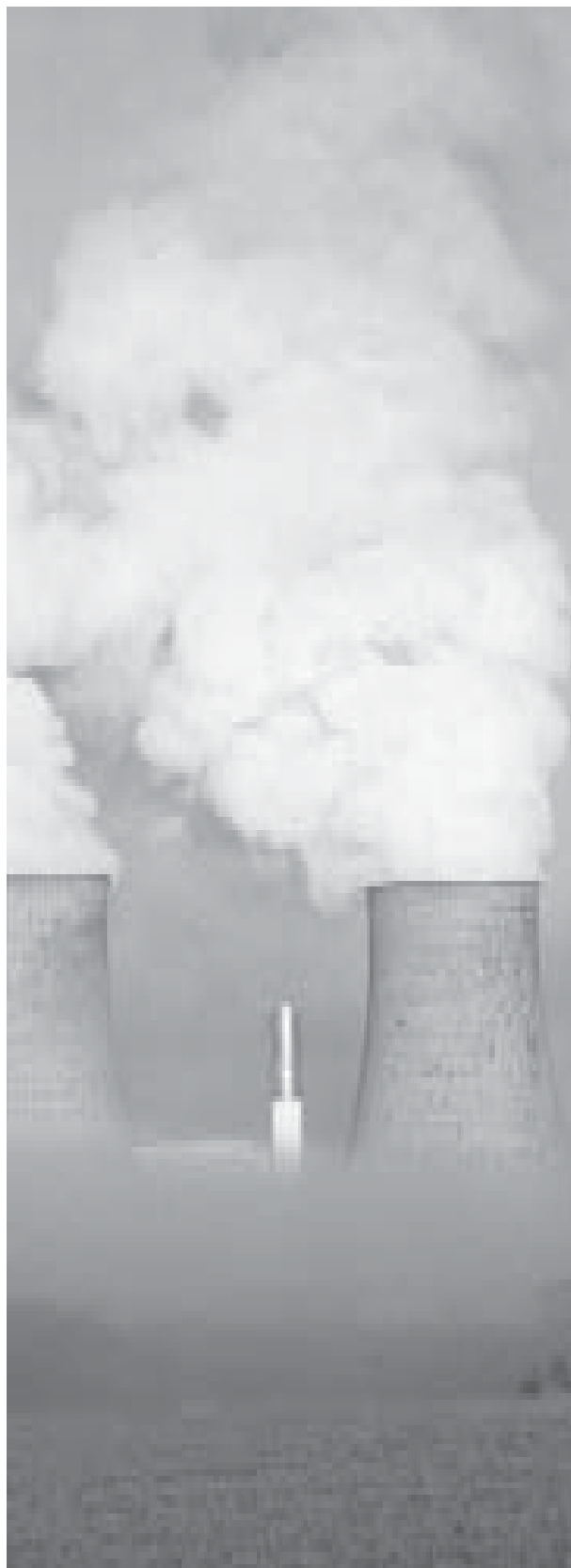
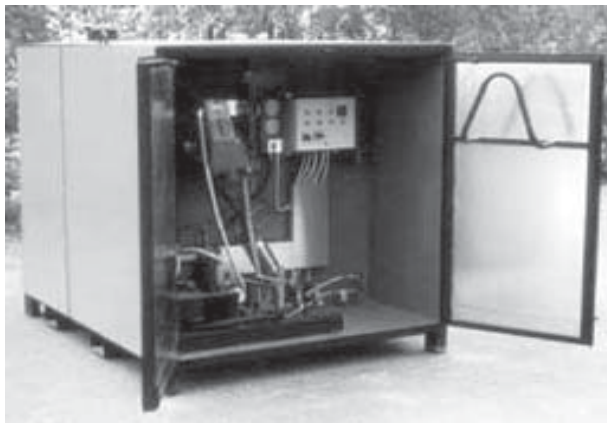


В базовую комплектацию входят дизель-генератор, бак для воды, емкость для топлива, что позволяет использовать МНТ-700 в автономном режиме.

Малогабаритный передвижной парогенератор МАТТИ работает на сжиженном газе.

Несмотря на свою компактность (вес – около 35 кг, высота – 850 мм, ширина – 550 мм), он имеет достаточно высокую производительность. Производительность пара – до 100 кг/час, производство горячей воды – до 500 кг/час. Расход сжиженного газа – 0–5 кг/час. Основные области применения – очистка, оттаивание, дезинфекция в небольших мастерских и фермерских хозяйствах.

Мобильный парогенератор МН-700 (усовершенствованная модель 1999 года) (см. табл. 1) позволяет даже в зимнее время получить пар практически сразу после запуска. Он используется на строительных площадках и способен удовлетворить любые потребности в паре. Вполне пригоден для растапливания снега, льда, размораживания щебня, грунта и канализационных систем, а также для временного производства горячей воды. От замерзания МН-700 защищен двумя электронагревательными элементами.



Техническая характеристика мобильных и морозостойчивых парогенераторов

Технические данные	МН-700	МНС-700	МНТ-700
Вес, кг	430	990 (3340)	800(1600)
Алина, мм	2100	2050	3900
Ширина, мм	90	1650	1800
Высота, мм	1355	1620	1700
Максимальная паропроизводительность, кг/час		480	
Максимальная тепловая производительность, кВт		200	
Максимальное рабочее (конструктивное) давление, бар		13(16)	
Вывод пара, шт.	2	2	1
Максимальное потребление энергии, кВт	1,5	1,5	–
Подключение электроэнергии	1–230	1–230	–
Электрогенератор	–	доп. оборуд.	2,0 кВА
Насос питательной воды	3-поршн.		
Жидкотопливная горелка	Olion KP-26		
Расход топлива, л/час	12–22		
Эффективность сгорания, %	80–90		
Топливный бак, л	–	200	100
Водяной бак, л	–	2150	800
Расходомер воды	–	+	+
Расходомер топлива	–	+	+
Нагревательные элементы, кВт всего	1,5	1,5	–
Паровой шланг, м	10	10	15
Водяной шланг, м	10	–	–
Рукоятка	+	+	+
Насадка для оттаивания песка	+	+	+
Насадка для оттаивания льда	+	+	+
Насадка для оттаивания труб	–	–	+
Средство для удаления накипи	+	+	+
Насадка для мытья	+	+	+



ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ БЛОЧНЫХ ЭКОНОМАЙЗЕРОВ

Экономайзер чугунный блочный применяется в качестве хвостовых поверхностей нагрева паровых стационарных котлов типов ДЕ, КЕ и ДКВР и предназначен для нагревания питательной воды теплом уходящих дымовых газов.

Экономайзер должен применяться в качестве индивидуальной поверхности нагрева, не отключаемой по газовой стороне и по питательной воде. При этом на питательной магистрали между котлом и экономайзером не должна устанавливаться запорная арматура.

УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ

Поверхность нагрева экономайзера состоит из труб с дополнительным продольным оребрением. Трубы, соединенные между собой по воде дугами, объединяются в отдельные пакеты. Пакеты труб устанавливаются в каркасе с промежутками в 650 мм и соединяются между собой калачами. В канавках фланцев ребристых труб прокладывается шнуровой асбест для предотвращения перетоков газа. Боковые стенки каркаса имеют внутреннюю и наружную металлические обшивки с теплоизоляцией из соевелитовых плит или другого теплоизоляционного материала, равноценного по своим характе-

ристикам соевелитовым плитам. Торцевые стороны экономайзера закрыты щитами с крышками, установленными на прокладках с помощью болтов. Сплошные сварные швы листов обшивки и крышки с прокладками обеспечивают газовую плотность экономайзера. Привод воды к экономайзеру осуществляется через коллекторы. Гидравлические схемы экономайзеров из труб с продольным оребрением представлены на рис 1.

ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

Блочный экономайзер поставляется собранным в отдельные транспортабельные блоки.

Монтаж экономайзера сводится к установке его на фундамент, соединению отдельных блоков между собой по воде калачами, сварке каркасов и приварке импульсных камер к патрубкам, изготовлению и установке подводящего газового короба с взрывными предохранительными клапанами, подключению его к питательным трубопроводам котла. Монтаж системы импульсной очистки – в соответствии с проектом котельной и паспортом.

Сварные работы по монтажу экономайзера и элементов системы ГИО должны выполняться согласно подразделу 5.3 Правил устройства и

Типы и основные параметры

Тип экономайзера	Площадь поверхности нагрева, м ²	Количество	Длина трубы, мм	Количество	Количество	Предельное, рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Гидравлическое сопротивление, МПа (кгс/см ²)	Аэродинамическое сопротивление, Па (мм вод. ст.), не более	Минимальная температура воды, °С		Импульсная камера ***		Тип короба (рекомендуемый)		Тип котла	Номинальный расход воды (расчетный), т/ч	Масса экономайзера без короба, кг, не более
									на входе	на выходе	диаметр, мм	Кол-во	газ, мазут	уголь			
ЭБ2-94И	94,4	2	2,0	2	7/8	1,5 (15,0)	0,2 (2)*	343 (35)*	100	140	159	2	01	04	КЕ-2,5 ДЕ-4,0 ДКВР-2,5	4,4	4000
ЭБ2-142И	141,6			3	7/8								02	05	КЕ-4 ДЕ-6,5 ДКВР-4	7,15	5290
ЭБ2-200И	201,6			4	8/8								03	06	КЕ-6,5 ДЕ-10 ДКВР-6,5	7,15	7200
ЭБ2-236И	236,0			5	7/8								03	06	КЕ-6,5 ДЕ-10 ДКВР-6,5	11,0	8250
ЭБ1-300И	302,4	1	3,0	6	16	2,5 (25)				219			07	08	КЕ-10 ДЕ-16 ДКВР-10	11,0	10650
ЭБ1-330И	330,4			7	15								07	08	КЕ-10 ДЕ-16 ДКВР-10	17,6	11420
ЭБ1-646И	646,0			9	15								-	09** 10	КЕ-25 ДКВР-20	27,5	19750
ЭБ1-808И	808,0			9	19								10	-	КЕ-25 ДКВР-20	27,5	24700

* Параметры являются расчетными и приведены в качестве справочных

** Короб типа 09 применяется при комбинированной хвостовой поверхности нагрева котла

*** Предельные рабочие параметры элементов системы ГИО (демпфер, смеситель, камеры импульсные): давление, МПа (кгс/см²) - 0,6 (6,0); температура, °С - 200; максимальное время действия давления, с - 2x10⁻³

безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов (в дальнейшем Правил). Стыковые сварные швы, соединяющие между собой камеры импульсные с патрубками, пламенепроводами, демпфером и смесителем, при монтаже подвергаются внешнему осмотру, контролю неразрушающими методами и механическим испытаниям в соответствии с Правилами. Исправление их дефектов должно соответствовать статье 5.12 Правил.

При соединении блоков экономайзера калачами могут возникнуть несовпадения отверстий фланцев труб и калачей под болты или шпильки. Для устранения этого необходимо приподнять верхнюю или нижнюю секции труб с установкой под них прокладки соответствующей толщины.

При монтаже верхних и нижних коллекторов с двумя и тремя подводами может возникнуть непараллельность фланцев, коллекторов и выходных колен. Для устранения этой непараллельности необходимо использовать стальные конусные прокладки (с установкой с каждой стороны) и паронитовые прокладки.

При подготовке экономайзера к работе в случае необходимости разъединения болтовых соединений труб с дугами для предотвращения выпадения болтов при последующей сборке не-

обходимо закрепить болты стопорными кольцами. При использовании шпилек для соединения труб с дугами и калачами стопорные кольца не используются.

Для обеспечения газоплотности между экономайзером и фундаментом должен прокладываться листовой или шнуровой асбест. В качестве упора, предотвращающего выбивание асбеста при работе ГИО, необходимо по контуру экономайзера приварить прерывистым швом стальную полосу.

Крепление экономайзера к фундаменту выполняется приваркой нижней рамы экономайзера к закладным элементам, установленным со стороны камер газоимпульсной очистки.

Верхний газовый короб приваривается к экономайзеру сплошным швом. У двухколонковых экономайзеров перегородки экономайзера и газового короба должны быть сварены между собой.

После окончания монтажа экономайзер должен быть подвергнут гидравлическому испытанию пробным давлением в соответствии с Правилами. Все обнаруженные неплотности должны быть устранены. Верхний газовый короб, импульсные камеры, пламенепроводы и демпфер должны быть изолированы теплоизоляцией в соответствии с проектом котельной.

ПОРЯДОК РАБОТЫ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Эксплуатация экономайзера должна производиться в соответствии с инструкцией, разработанной на основании требований Правил, типовой инструкцией для персонала котельных и настоящей инструкцией, утвержденной руководством предприятия-изготовителя. Инструкция по эксплуатации экономайзера может быть включена в общую инструкцию по эксплуатации котлов.

Обслуживание экономайзера производится машинистом, обслуживающим котел. Поверхность нагрева экономайзера необходимо периодически очищать, включая в работу систему газоимпульсной очистки. Рекомендуется включать ГИО один раз в смену на 10 срабатываний с паузой длительностью 4–5 с. Максимальное время одного срабатывания – 0,002 с.

Периодичность циклов очистки может уточняться и устанавливаться по явным изменениям температуры уходящих за экономайзером газов и его газового сопротивления.

РЕМОНТ ЭКОНОМАЙЗЕРА

Руководствуясь правилами Госгортехнадзора, в каждой котельной должен быть ремонтный журнал, в который вносятся сведения о выполненных ремонтных работах.

Ремонт экономайзеров должен производиться по утвержденному графику планово-предупредительного ремонта (ППР).

Текущий ремонт экономайзеров производится по мере необходимости, три раза в течение года, но не менее одного раза в год.

При текущем ремонте производятся ремонт или замена изношенных деталей и определение технического состояния деталей или узлов, составление предварительной ведомости дефектов.

Капитальный ремонт экономайзеров производится раз в четыре года. Допускается удлинение периода между ремонтами, в зависимости от технического состояния экономайзера, если по техническому состоянию экономайзер может обеспечить дальнейшую экономическую и надежную работу.

Текущий ремонт включает в себя осмотр и выявление дефектов следующих узлов и деталей экономайзера:

- наружный осмотр со вскрытием крышек экономайзера;
- трубопроводов ГИО;
- фланцевых соединений;

- КИП;
- обмуровку короба (предохранительного клапана);
- подсоединение и заземление электроаппаратуры.

Капитальный ремонт включает:

- работы, указанные в подразделе «Текущий ремонт»;
- замену труб, калачей, коллекторов (при необходимости);
- проверку сварных соединений системы ГИО;
- проверку сварных соединений опорных балок, на которые укладываются секции труб;
- состояние поверхностей нагрева ребристых труб;
- состояние внешнего вида экономайзера;
- проверку сварного соединения короба с каркасом экономайзера (визуально);
- после ремонта проведение гидравлического испытания в соответствии с Правилами;
- необходимо при установке крышек обратить внимание на уплотнение между фланцами труб и на газовую плотность крышек.

Контроль ребристых труб сводится:

- к выявлению трещин в трубе при внешнем осмотре (определяется при гидравлическом испытании);
- определению поверхности нагрева трубы;
- производству замера при капитальном ремонте толщины стенки трубы, которая должна быть не менее 4 мм.

Контроль секции из ребристых труб сводится:

- к выявлению течи соединения фланцев трубы, дуги, калачей.

При необходимости нужно подтянуть болты или шпильки или заменить прокладку.

Затяжку резьбового соединения калачей рекомендуется производить в определенном порядке, постепенно, в два-три приема. Сначала следует затянуть все гайки на одну треть, затем на две трети и, наконец, на полную величину момента, не превышающего 70 Н о м (минимальный момент затяжки 50 Н о м).

Порядок подтяжки резьбового соединения дуг со сплошным фланцем производится на полную величину момента, не превышающего 70 Н о м (минимальный момент затяжки 50 Н о м);

- определению степени загрязнения труб внешним осмотром, при необходимости – проведение чистки;

- определению состояния уплотнения между фланцами труб, фланцами и стенкой.

При необходимости производится уплотнение асбестовым шнуром.

Определение уплотнения крышек, дуги с отводом, колена производится при работающем

дымососе, при необходимости уплотняется асбестовыми прокладками и подтягиваются болты.

Также надо проверить работоспособность предохранительного клапана на коробе, должны быть обеспечены герметичность клапана и свободное вращение в шарнирах.

Проверка состояния системы газоимпульсной очистки (ГИО) – трубопроводов, камер импульсных, демпфера, смесителя – производится внешним осмотром.

При капитальном ремонте все сварные швы ГИО, а также опорные балки экономайзера подвергаются контролю ультразвуком или иным равноценным неразрушающим методом дефектоскопии. При обнаружении дефектов необходимо провести сварочные работы полуавтоматической сваркой в среде CO₂ или ручной дуговой сваркой электродами не ниже Э46 с последующей проверкой сварных швов.

УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

Не допускать подачи газа в систему при отключенном дымососе и закрытых шибергах.

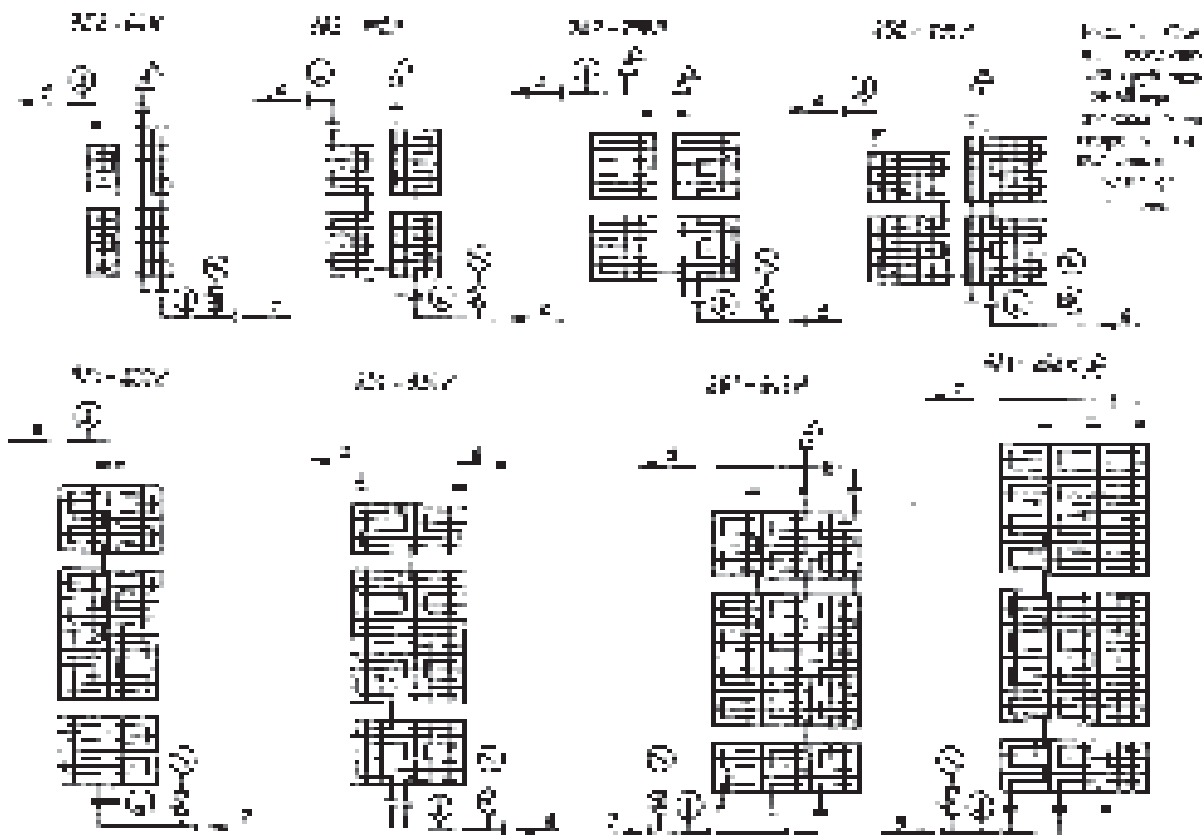
Экономайзер и котел должны быть немедленно остановлены в случаях, предусмотренных Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов Госгортехнадзора.

При отсутствии взрывного горения в камерах в течение 20–30 с систему ГИО необходимо отключить и устранить причину неисправности.

Запрещается: оставлять действующую установку без контроля; выявлять неплотности газовой системы установки методом открытого огня (только мыльным раствором); включать в работу систему ГИО с отключенной электрической блокировкой электромагнитного клапана; эксплуатация ИВН или ИЭЗ-1 без заземления корпуса.

Ремонт и устранение неисправностей ИВН или ИЭЗ-1 проводить только после снятия с него напряжения.

Возможные причины и порядок аварийной остановки должны быть указаны в Инструкции по эксплуатации котлоагрегата. Причины аварийной остановки необходимо записать в сменном журнале.





ATLAS COPCO. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРЫ СЕРИИ SF

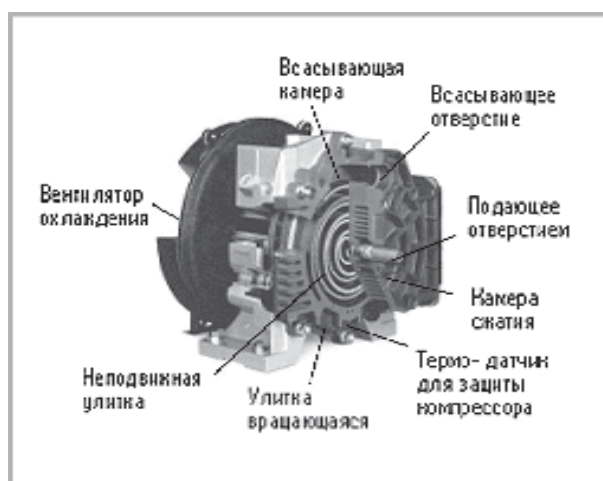
Репутация фирмы Atlas Copco основана на ее передовой технологии компрессоров и тесном взаимодействии с ее покупателями по всему миру. Системы управления нашей фирмы являются результатом больших усилий по разработке новой продукции, цель которой – удовлетворить повышенные требования широкого круга потребителей энергии сжатого воздуха.

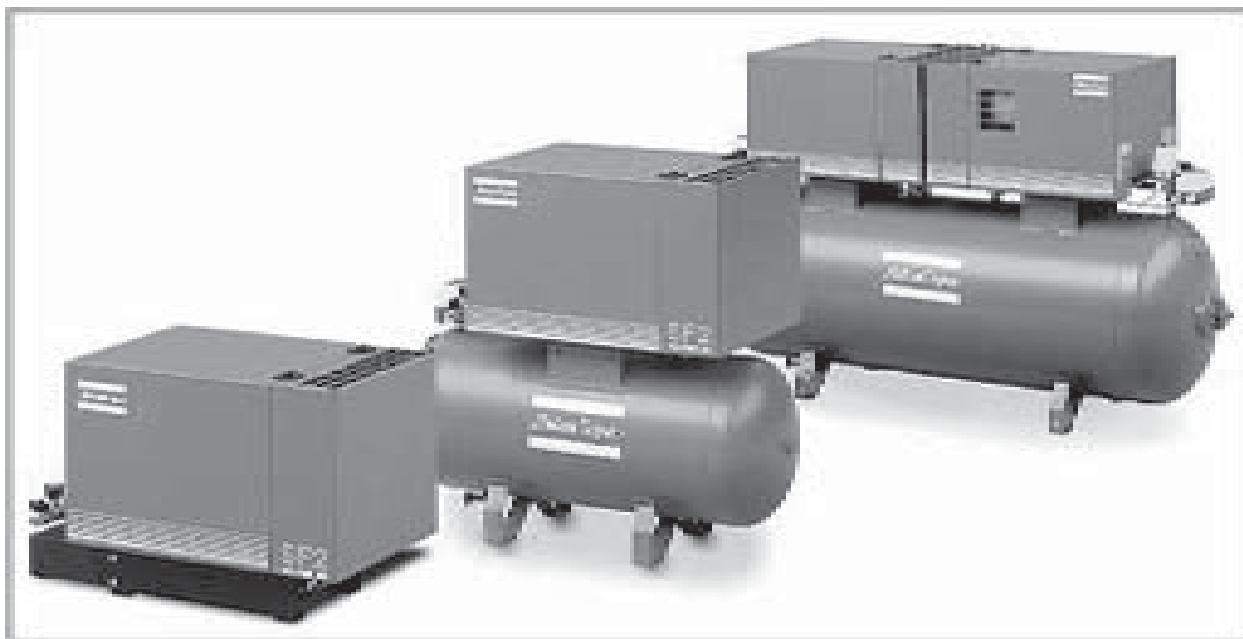
Внедряемая нами передовая и совершенная технология сочетается с простотой в использовании любых видов нашей продукции.

СПИРАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ – НОВОЕ СЛОВО В ВЫРАБОТКЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА

Долговечность и экономичность

Общий принцип этой технологии чрезвычайно прост и проверен в работе. Спиральные компрессоры созданы для долговременной работы в экстремальных рабочих условиях. Принцип их действия основан на минимальном количестве





движущихся деталей. Компрессоры серии SF – новый стандарт качества работы, надежный и чистый источник сжатого воздуха.

Революционная концепция

Сжатие воздуха в данной конструкции осуществляется за счет взаимодействия неподвижной и орбитально вращающейся спиралей-улиток. Воздух с исходным давлением поступает в камеру компрессора с внешней стороны спирального элемента. После засасывания воздуха орбитально вращающаяся улитка закупоривает входное отверстие. Продолжая вращаться, улитка постепенно сжимает воздух, оставляя ему все меньший и меньший объем. Постоянный поток сжатого воздуха подается на выход улиточной камеры, расположенный в центральной части неподвижной улитки. Процесс повторяется, обеспечивая непрерывную подачу сжатого воздуха.

Высококачественный воздух, полностью очищенный от масла

Благодаря отсутствию взаимного контакта между металлическими частями отпадает необходимость смазки камеры компрессора, вследствие чего отсутствует риск переноса смазочного масла в подаваемый сжатый воздух. Поэтому улиточный принцип компрессора гарантирует полностью очищенный от масел сжатый воздух.

Предельно низкий уровень шума

Модели спиральных компрессоров серии SF чрезвычайно бесшумны в работе. Благодаря их принципу действия и изолирующей крышке уровень шума снижается до 54 дБ. Ваш компрессор

улиточного типа может быть установлен вблизи любого рабочего места.

Практически не требуется техническое обслуживание

Компрессоры серии SF разработаны с учетом современных требований к надежности с минимальным необходимым техническим обслуживанием. 10 000 часов работы без серьезного вмешательства для технического обслуживания – отличный показатель, гарантирующий максимальное использование компрессора.

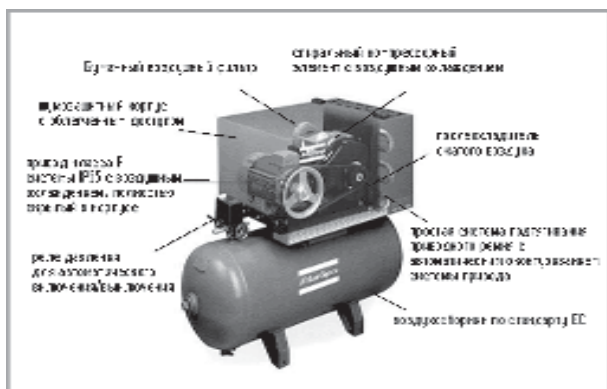
Экологическая чистота

После запуска в производство серии безмасляных компрессоров улиточного типа фирма Atlas Copco добилась полного соответствия растущим требованиям к качеству воздуха по стандартам экологической безопасности нового тысячелетия.

МОДУЛЬНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДЛЯ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ ПОВЫШЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ

Модель SF-Skid

Компрессоры модели SF-Skid («рама») могут устанавливаться в качестве источника сжатого воздуха непосредственно на месте работы или же встраиваться в существующую систему подачи воздуха. Это – отличное решение для множества вариантов комплектного оборудования. Модель Skid оборудована рамой, послеохладителем, обратным клапаном, реле давления, манометром, предохранительным клапаном, коллектором и шумозащитным корпусом.



Модель SF-Standard

Эта модель включает в себя спиральный модуль, установленный на 120-литровом воздухо-сорнике, соответствующем стандарту ЕС. По отдельному заказу может быть установлен 250-литровый баллон. Дополнительное оборудование модели SF-Standard аналогично тому, что установлено на модели SF-Skid. Компрессоры с воздухо-сорником могут быть оснащены дополнительным ненагревающим адсорбционным осушителем воздуха

Модель SF-Twin

Включает два модуля спирального типа, установленные на 250- или 475-литровом воздухо-сорнике. Оба компрессора оборудованы отдельным реле давления, которые дают дополнительные возможности и экономию энергии при изменении расхода сжатого воздуха.

БЕСШУМНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ КАЧЕСТВЕННОГО ВОЗДУХА



Модель SF-Pack

Полный комплект оборудования для получе-

ния сжатого воздуха с помощью улиточного компрессора в корпусе со сверхнадежной изоляцией, обеспечивающей уровень шума до 54 дБ. Компрессоры модели SF-Pack («комплект») могут устанавливаться на любом рабочем месте, что снижает расходы на установку.



Модель SF-Full Feature

Помимо учета конкретных требований производства, использование сухого воздуха помогает достичь высокого качества продукции и предотвращает коррозию воздушной сети и пневматических инструментов. Модели спирального типа могут быть установлены в сочетании со встроенным охлаждающим осушителем воздуха R134a, обеспечивающим высококачественный сухой воздух.

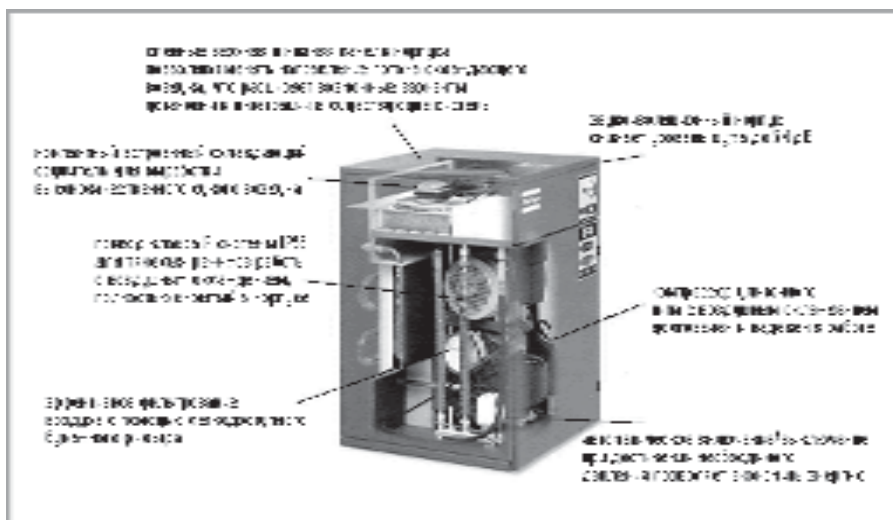
Дополнительные устройства

Модели SF-Pack и SF-Full Feature могут поставляться со встроенным воздухо-сорником с антикоррозионной защитой.

МОДУЛИ MULTICORE СПИРАЛЬНОГО ТИПА: СОЕДИНЕНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Концепция модулей Multicore спирального типа

За счет использования конструкции Multicore («многомодульный») улиточного типа диапазон рабочих мощностей безмасляных компрессоров улиточного типа увеличивается до 15 кВт. В одном корпусе устанавливаются 2–4 компрессора, что позволяет полностью использовать все пре-



имущества и гибкость модульного принципа установки. Модули Multicore спирального типа поставляются в вариантах Pack и Full Feature со звукоизоляцией и встроенным охлаждающим осушителем воздуха R134a.

Эффективность

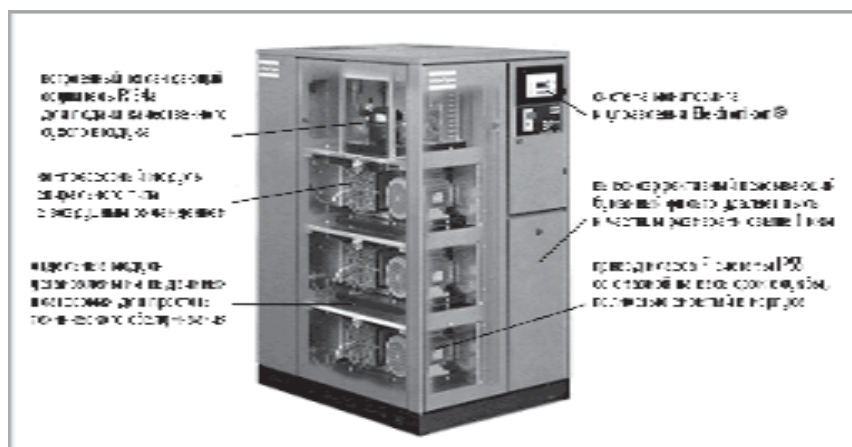
Модули Multicore оснащены системой Elektronikon® фирмы Atlas Copco с защитой от ошибки оператора. Специально разработанное программное обеспечение MSCC «Multi Scroll Compressor Control» (система управления несколькими спиральными компрессорами) осуществляет мониторинг состояния основных узлов на постоянной основе, что обеспечивает оптимальное использование возможностей данного принципа, т.е. последовательной работы и контроля за производительностью с экономией энергоресурсов. Система управления MSCC управляет компрессорными модулями таким образом, что последние работают как один цельный блок с возможностью регулировки подачи сжатого воздуха путем включения или отключения отдель-

ных модулей в зависимости от необходимой производительности.

Система управления Elektronikon®

Электронное управление гарантирует плавное последовательное включение подачи воздуха через короткие промежутки времени, что предотвращает пики напряжения при запуске, но позволяет нарастить мощность от нулевой до максимальной в кратчайшее время. Распределение моточасов осуществляется равномерно между всеми отдельными модулями.

Используемый системой алгоритм управления позволяет поддерживать давление в воздушной магистрали в заданном узком диапазоне, соответствующем требованиям данного производства. Буквенно-цифровой дисплей с возможностью программирования сообщений на нескольких языках позволяет моментально получать информацию о рабочих параметрах и состоянии модулей. Жизненно важные параметры системы определяются на постоянной основе, что позволяет контролировать общую функциональность.



Технические характеристики и размеры

Тип компрессора	Макс. давление, бар	(*) Подача, м ³ /мин	Мощность привода, кВт	Уровень шума (**), дБ	Размеры, мм			Масса, кг	Баллон, л
					длина	ширина	высота		
Модель Skid									
SF 1 Skid	8	0,16	1,5	65	840	495	510	70	-
SF 2 Skid	8	0,24	2,2	69	840	495	510	70	-
	10	0,17	2,2	65	840	495	510	70	
SF 4 Skid	8	0,4	3,7	70	840	495	510	80	-
	10	0,25	3,7	65	840	495	510	80	
Модели Standard и Twin с воздухоборниками									
SF1	8	0,16	1,5	65	1042	495	920	129	120
SF2	8	0,24	2,2	69	1042	495	920	129	120
	10	0,17	2,2	65	1042	495	920	129	120
SF4	8	0,4	3,7	70	1042	495	920	139	120
	10	0,25	3,7	65	1042	495	920	139	120
SF6T	8	0,62	5,9	72	1772	495	993	257	250
	10	0,39	5,9	72	1772	495	993	257	250
SF8T	8	0,78	7,4	73	1792	600	1174	340	475
	10	0,49	7,4	73	1792	600	1174	340	475
Модель Pack со звукоизоляционным корпусом									
SF1P	8	0,16	1,5	54	590	600	850	97	2x16(3)
SF2P	8	0,24	2,2	58	590	600	850	97	2x16(3)
	10	0,17	2,2	54	590	600	850	97	2x16(3)
SF4P	8	0,4	3,7	59	590	600	850	102	2x16(3)
	10	0,25	3,7	54	590	600	850	102	2x16(3)
Полнофункциональная модель (модель Pack со встроенным охлаждающим осушителем)									
SF1FF	7,75	0,16	1,5	54	590	600	850	120	2x16(3)
SF2FF	7,75	0,24	2,2	58	590	600	850	120	2x16(3)
	9,75	0,17	2,2	54	590	600	850	120	2x16(3)
SF4FF	7,75	0,4	3,7	59	590	600	850	125	2x16(3)
	9,75	0,25	3,7	54	590	600	850	125	2x16(3)
Модель Multicore									
SF 6FF	7,75	0,62	6	57	953	1207	1660	490	-
	9,75	0,4	6	57	953	1207	1660	490	
SF8FF	7,75	0,78	7,5	57	953	1207	1660	490	-
	9,75	0,5	7,5	57	953	1207	1660	490	
SF11FF	7,75	1,14	11	60	953	1207	1660	550	-
	9,75	0,73	11	60	953	1207	1660	550	
SF 6P(2)	8	0,63	6	57	953	1207	1660	460	-
	10	0,38	6	57	953	1207	1660	460	
SF8P	8	0,76	7,5	57	953	1207	1660	460	-
	10	0,49	7,5	57	953	1207	1660	460	
SF11P	8	1,13	11	60	953	1207	1660	520	-
	10	0,74	11	60	953	1207	1660	520	
SF15P	8	1,48	15	63	953	1207	1660	580	-

(*) Производительность измерена в соответствии со стандартом ISO 1217, ред. 3, доп. C-1996.

Нормальные условия:

- абсолютное давление на входе производству замера – 1 бар

- температура воздуха на входе – 20 °C

(**) уровень шума измерялся на расстоянии 1 м по стандарту Pneuop/Cagi PN8NTC2

Для прочих моделей:

- модели, рассчитанные на 8 бар, – при 7 барах;

- модели, рассчитанные на 10 бар, – при 10 барах;

(1) полнофункциональная модель;

(2) модель «комплект» («Pack»);

(3) по заказу – воздухоборник.

**Н. Рагинов,
ООО «РАБИКА-
Энергосбережение»**



СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ НА ПОЛУЧЕНИЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Разработан комплекс решений, использование которых позволит снизить себестоимость производства сжатого воздуха на машиностроительных предприятиях в два раза. Наиболее эффективным из предложенных решений является устройство плавного запуска, благодаря которому возможно осуществить идеально-теоретический пуск электродвигателей большой мощности, отключать и включать электродвигатели неограниченное количество раз.

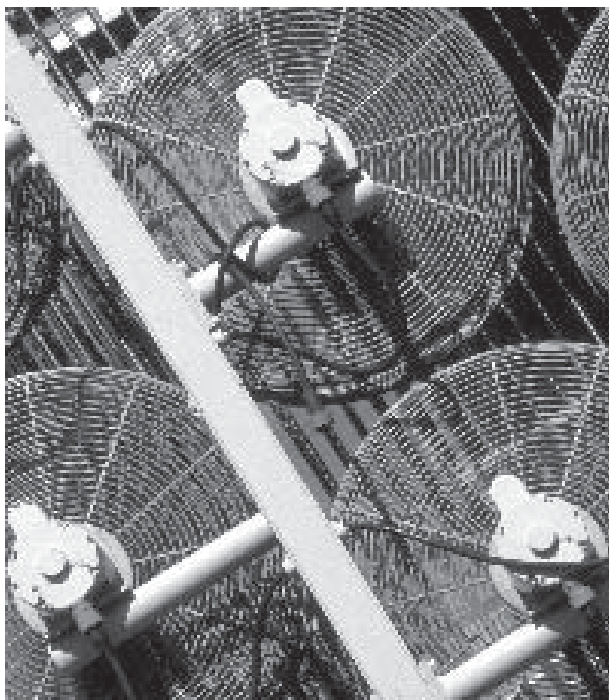
Сжатый воздух является одним из самых дорогих видов энергии, используемых в современной промышленности: 1 кДж энергии, получаемой в пневмоприводах машин и механизмов, использующих сжатый воздух, обходится в 7–10 раз дороже, чем тот же 1 кДж, получаемый при работе электропривода. На производство сжатого воздуха расходуют в среднем около 20% всей потребляемой машиностроительной промышленностью электрической энергии. Поэтому вопросы сокращения энергетических потерь и расходов при производстве сжатого воздуха чрезвычайно актуальны.

Оптимизация работы существующих компрессорных станций, снабженных высокопроизводительными турбокомпрессорами, позволяет сокра-

тить расходы электроэнергии на производство сжатого воздуха до 50%. Оптимизация работы компрессоров происходит за счет:

- обеспечения эффективной и безопасной возможности отключения и плавного запуска электродвигателей большой мощности;
- автоматического поддержания необходимого для технологии давления в пневмосистеме с высокой точностью;
- воздействия на начальную температуру и начальное давление всасываемого воздуха;
- подогрева отходящего к потребителю сжатого воздуха за счет утилизации тепла сжатия.

Наиболее существенным решением проблемы энергосбережения при эксплуатации компрессор-



ных и насосных установок, вентиляторов и дымо-сосов с мощными электродвигателями является применение *устройств плавного запуска (УПЗ)*

Устройство плавного запуска электродвигателей большой мощности

Существует несколько направлений снижения затрат, вызванных неоптимальной работой централизованных пневмосистем. Например, на многих заводах предлагается использовать вместо пневмоприводов электро- и гидроприводы, потребляющие меньше энергии. Другое решение – установка локальных компрессоров меньшей производительности, которые снабжали бы сжатым воздухом отдельные цеха и агрегаты. Для привода таких компрессоров можно использовать двигатели малой мощности, что делает возможным их включение и выключение по мере необходимости. Все вышеперечисленные решения требуют значительной реконструкции существующих систем производства, а значит, огромных капиталовложений.

Больших энергопотерь при работе централизованных пневмосистем можно было бы избежать за счет обеспечения плавного пуска электродвигателей большой мощности (от 200 до 10 000 кВт), приводящих компрессоры. Всем известны негативные последствия прямого (мгновенного) пуска, из-за которых большинство машиностроительных предприятий не имеет возможности отключать электродвигатели большой мощности в периоды остановок производства. Известные до последнего времени решения по устранению этой проблемы, как правило, недостаточно эффективны.

Для предотвращения прямого пуска и его последствий применяют устройства плавного пуска (запуска) – УПП (УПЗ), софт-стартеры. Их основное назначение – добиться постепенного разгона электропривода и не допустить возникновения высоких пусковых токов. По принципу действия до сих пор выделяли следующие два типа УПП.

Электронно-электрические УПП

Предотвращают возникновение пусковых токов за счет электрических и электронных средств. К этой группе можно отнести высоковольтное пусковое устройство на базе тиристорных регуляторов напряжения (ВПУ) – квазичастотный мягкий пуск (г. Харьков), устройства плавного пуска фирм «Сименс» (Германия), «Ален Бредли» (Канада).

Устройство безударного пуска высоковольтных двигателей (УБПВД, г. Чебоксары)

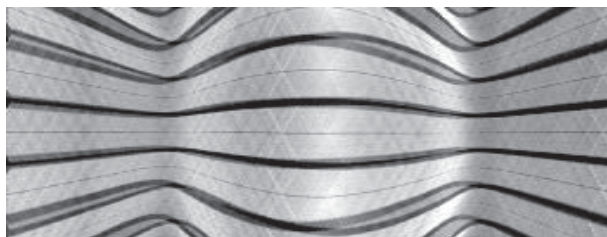
Недостатками УПП на базе тиристорных устройств являются высокая стоимость (например, УПП фирм «Сименс» и «Ален Бредли» стоят свыше 1 млн. долларов), низкая надежность, сложность подбора тиристорных характеристик, необходимость постоянного обслуживания и/или большие затраты на сервис от поставщика. Пусковые токи сокращаются, но все-таки остаются относительно большими.

К группе электрических УПП можно также отнести *преобразователи частоты для высоковольтных электродвигателей (ПЧСВ) и автотрансформаторные устройства*. Однако они также сравнительно ненадежны, дороги и требуют значительных расходов на сервисное обслуживание.

Механические УПП

Основной принцип работы таких устройств заключается в том, что они механическим способом (как правило, с помощью дополнительного привода меньшей мощности) постепенно начинают раскручивать основной двигатель, плавно доводя до определенного числа оборотов. После этого на обмотки запускаемого двигателя подается напряжение, и разгонник отцепляется. Так как старт начинается с малых оборотов, предотвращается интенсивный износ подключенного к приводу оборудования. Пусковые токи минимальны вследствие того, что напряжение подается в тот момент, когда вал двигателя уже вращается в режиме, близком к рабочему.

Такой принцип уже был описан в специализи-



рованной литературе, но всегда воспринимался только как теоретически возможный, так как затраты на его внедрение могли оказаться настолько большими, что использование таких устройств становилось нецелесообразным.

Электрика, электроника и механика

Нами было разработано *устройство плавного запуска электродвигателей большой мощности*, являющееся абсолютно новым, третьим типом УПП. Данное устройство основано сразу на электрике, электронике и механике. Устройство работает полностью в автоматическом режиме, постепенно доводя число оборотов до заданного. Ходом всех процессов управляет контроллер. Запатентованное технологическое ноу-хау позволяет осуществить идеально-теоретический пуск электродвигателя (пуск в режиме номинального тока) без каких бы то ни было негативных последствий для оборудования.

УПЗ устанавливается индивидуально на каждый электродвигатель. При этом сохраняется существующая система прямого пуска.

Возможно автоматизированное удаленное управление с компьютера через интерфейсы RS-232 или RS-485. Поставляемое в комплекте с устройством программное обеспечение позволяет полностью настраивать все параметры запуска, производить ручной запуск и программировать автоматический запуск в определенное время.

Стоимость устройства – 300 000 рублей, что в среднем в 10 раз меньше стоимости популярных УПП. Срок окупаемости одного устройства, в зависимости от условий эксплуатации, – от 1 недели до 1 месяца, экономия электроэнергии – от 15 до 30%.

Устройства уже установлены в ОАО «КамАЗ» (Набережные Челны), ОАО «КамАЗ-Автоагрегат» (Заинск), ОАО «Автодизель» (Ярославль).

Другим направлением оптимизации работы систем производства сжатого воздуха является технология поддержания постоянного давления в пневмосистеме. Повышение давления говорит о том, что компрессор прокачивает больше воздуха, чем необходимо для производства, что приводит к дополнительным нагрузкам на электродвигатель, а значит к повышенному потреблению электроэнергии, ухудшению работы оборудования и качества продукции.



Разработанный *регулятор давления* – это электронное устройство, позволяющее с высокой точностью поддерживать в пневмо- и гидросистемах любое заданное давление без вмешательства обслуживающего персонала. Принцип действия регулятора заключается в том, что он с заданным интервалом опрашивает датчик давления и при необходимости воздействует на дроссельную заслонку всасывающей линии компрессорной установки. Таким образом, производится корректировка нагрузки электродвигателя, что позволяет компрессору работать в оптимальном режиме, не допуская перерасхода электроэнергии. Экономия электроэнергии достигает от 7 до 15%. В течение многих лет регуляторы эффективно эксплуатируются на машиностроительных и нефтехимических предприятиях, а также на очистных сооружениях. Стоимость устройства – 60 000 рублей. Средний срок окупаемости – 4 недели.

Имеются и другие технические решения, позволяющие в комплексе снизить расходы на производство сжатого воздуха на машиностроительных предприятиях в два раза. Применение этих решений позволит действующим предприятиям не тратить средства на замену централизованных пневмосистем путем дорогостоящего внедрения локальных компрессоров, электро- и гидроприводов к оборудованию и инструменту и т.п. Это позволяет в корне изменить отношение к сжатому воздуху как к чрезвычайно дорогому типу энергоносителей.



ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ АГРЕГАТОВ РОТОРНОГО ТИПА

Системы диагностирования разработаны в АО «Промсервис» и внедрены на предприятиях атомной, нефтеперерабатывающей, машиностроительной, металлургической и других отраслей промышленности.

Среди крупнейших пользователей – Алтайский коксохимический завод, Магнитогорский, Старооскольский и Молдавский металлургические комбинаты, Северский трубный завод, Владимирский, Саратовский и Ульяновский водоканалы, АО АвтоВаз, ГАЗ и другие.

Предназначены системы для определения технического состояния насосных, компрессорных, вентиляторных агрегатов, турбин, приводов прокатных станов, а также отдельных (не агрегатированных) насосов, подшипников, редукторов (мультипликаторов) и т.п.

Разрабатываемые системы служат для следующих целей:

- периодического или постоянного контроля состояния оборудования;
- автоматического диагностирования оборудования с указанием неисправного узла и вида неисправности;
- прогнозирования его нормального функ-

ционирования с выдачей информации о времени и объеме проведения ремонта.

Целями разработки подобных систем являются:

- сокращение времени обнаружения дефектов;
- повышение достоверности обнаружения дефектов;
- уменьшение количества ошибочных решений персонала в процессе выявления неисправностей;
- повышение объективности при постановке диагноза.

Система прогнозирует состояние диагностируемого оборудования на определенный срок, например, к очередному ППР, определяет дату следующего освидетельствования, отслеживает развитие дефектов агрегата. Имеется возможность производить двухплоскостную балансировку валов агрегатов по месту их установки.

При диагностировании каждый агрегат рассматривается как единая конструкция, состоящая из привода (электродвигатель, турбина), редуктора (мультипликатора), соединительных

муфт, насоса (компрессора, электрогенератора и т.п.), закрепленных на фундаменте. На основании заключений о наличии (отсутствии) дефектов отдельных узлов (подшипник, зубчатое зацепление, вал и т.д.) делается вывод о работоспособности всего агрегата в целом.

Диагностирование объектов производится по специально разработанной методике, реализованной в программном продукте в соответствии с ГОСТ 20911-85 и ГОСТ 2518-87.

Диагностируемые состояния в основном определяются из конструкции объекта контроля, согласовываются с заказчиком в технических требованиях (техническом задании) и обычно включают в себя:

1. Нормальное состояние (не обнаружено значимых отклонений анализируемых параметров и характеристик от заданных значений, принятых за нормальные).

2. Дисбаланс вращающихся масс, вызываемый некачественной обработкой подшипниковых шеек ротора, эксцентричной посадкой на роторе колес, изгибом ротора и другими дефектами, приводящими к смещению центра масс ротора.

3. Расцентровка или несоосность сочлененных валов привода-редуктора-насоса (и т.п.).

4. Эллипсность цапф в подшипнике скольжения.

5. Масляная вибрация, вызываемая несоответствием динамических качеств ротора и смазывающих свойств в подшипниках скольжения.

6. Неправильная установка вкладышей в подшипниках скольжения.

7. Износ вкладышей в подшипниках скольжения.

8. Задевание вала за баббит в подшипниках скольжения.

9. Дефекты подшипников качения.

10. Дефекты зацепления зубчатых и червячных передач.

11. Дефекты сборки редукторов.

12. Незакрепленность агрегатов на фундаментах.

13. Некачественная сборка (разболтанность) агрегата.

14. Дефекты муфт.

15. Резонанс системы «ротор-опора».

16. Задевание вращающихся частей ротора за неподвижные

Системы диагностирования выполняются в двух вариантах: переносном и стационарном. Состояния 1–14 определяются в обоих вариантах систем, а состояния 15–16 только стационарными системами. Диагностирование агрегатов проводится в штатном режиме. Принципиальной особенностью систем является определение состояния всех узлов агрегатов в комплексе, т.е. с учетом влияния их поведения друг на друга. Это позволяет не только определять имеющиеся неисправности и прогнозировать их развитие, но и, при дальнейшем анализе, выявлять их первопричину. Кроме того, для диагностирования система не требует предварительного набора статистики. На основании технических характеристик строится математическая модель идеально работающего агрегата.

Сравнение реального состояния с моделью дает информацию, которая позволяет правильно планировать и производить ремонт, устранять источник возникновения неисправностей вплоть до конструктивных дефектов.

Перечисленные неисправности являются достаточно типичными для оборудования роторного типа и проявляют себя в характерных изменениях спектров виброакустических сигналов, снятых с опор агрегатов. Кроме того, для анализа используется ряд статистических характеристик сигналов и параметры технологического контроля.

Перечень определяемых состояний может изменяться и дополняться в процессе разработки в соответствии с требованиями заказчика и конструктивными особенностями объекта диагностирования.

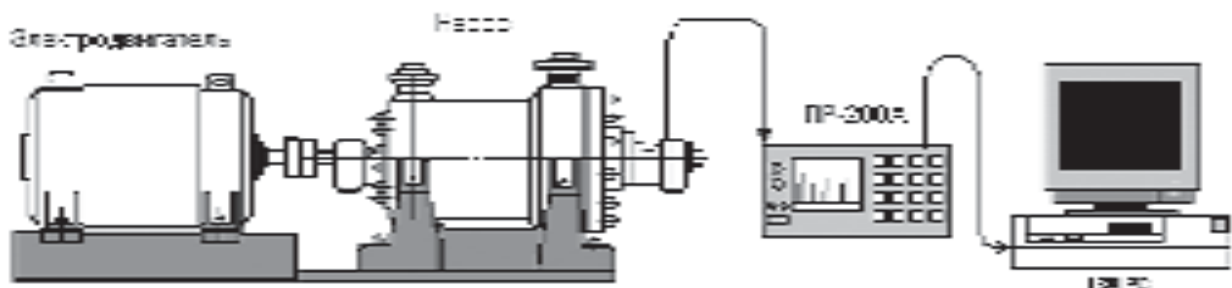


Рис. 1 Блок-схема переносной системы диагностирования вращающегося оборудования

Переносная система диагностирования.

Переносная система диагностирования вращающегося оборудования состоит из ЭВМ не хуже IBM PC/AT 386\387, портативного спектроанализатора ПР-200А в комплекте с пьезоакселерометром (рис. 1). Диапазон измеряемых частот – 2–20000 Гц; чувствительность датчика – от 15 до 25 рК/д.

Анализатор ПР-200А позволяет производить измерения по одному каналу в режимах прямого измерения (непосредственно акустического сигнала) и режима огибающей акустического сигнала.

Диапазон измерения 100–20000 Гц изменяется степенями.

Максимальное разрешение 0,125 Гц;

Коэффициент усиления –30 дБ...+32 дБ устанавливается степенями автоматически.

Связь ЭВМ и анализатора осуществляется по стандартному каналу К8-232 специальным драйвером.

Прибор позволяет производить балансировку валов агрегатов в собственных опорах по месту их установки.

Процесс диагностирования осуществляется следующим образом:

1. Оператор производит обход объектов диагностирования в соответствии с графиком или по вызову. В выбранных точках замера (одна-две точки на каждую опору) производятся измерения и расчет спектров, которые записываются в оперативную память анализатора. Число их в памяти анализатора при максимальной длине спектра до 130.

2. В центре обработки информации (лаборатории диагностики, технического надзора и т.п.) анализатор подключается к ПЭВМ. По про-

грамме диагностирования спектры, хранящиеся в ОЗУ анализатора, пересылаются в архив программы и сортируются по именам диагностируемых агрегатов.

3. По запуску программы диагностирования в автоматическом режиме производятся расчет информативных частот, значений диагностических параметров, сравнение с уставками, построение диагностической модели и определение состояния всех узлов агрегата.

Стационарная система диагностирования

Разрабатывается два типа стационарных систем диагностирования, предназначенные для постоянного контроля параметров и определения состояния объектов диагностирования:

1. Система, предназначенная для работы в непосредственной близости от объекта диагностирования (удаление до 30–50 м);

2. Система, работающая с удаленными объектами.

1. Система, предназначенная для работы в непосредственной близости от объекта диагностирования.

Блок-схема стационарной системы (рис. 2). устанавливается на расстоянии не более 50 м от объектов диагностирования и позволяет подключать до 64 точек измерения. При необходимости это количество может быть увеличено.

В качестве диагностической система использует параметры технологического контроля и параметры, рассчитываемые из виброакустических сигналов. Пьезоакселерометры устанавливаются стационарно на опорах диагностируемых объектов в двух направлениях. Сигналы с них по кабелям типа РК или АВК передаются в обслуживаемое помещение, где усиливаются,

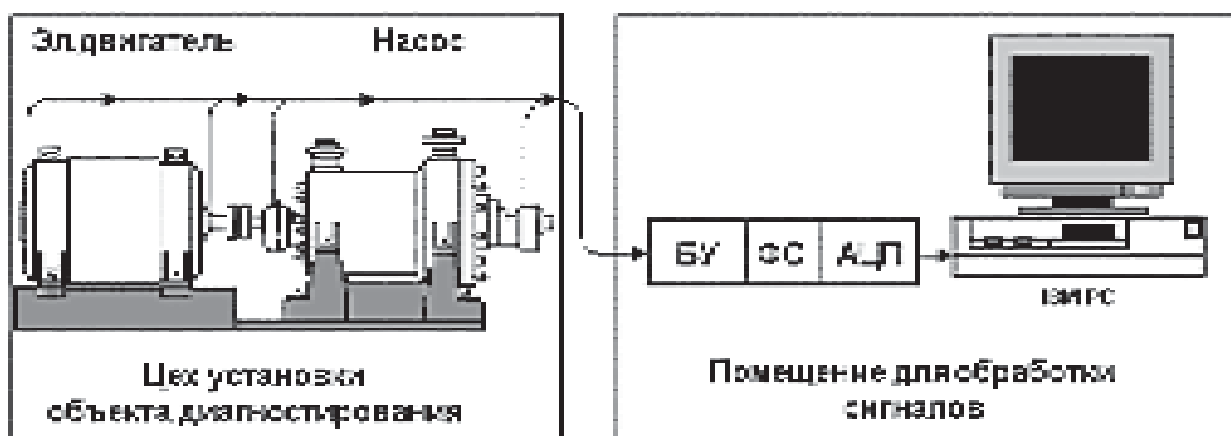


Рис. 2. Блок-схема стационарной системы, предназначенной для работы в непосредственной близости от объекта диагностирования: эл.двигатель – насос – объект диагностирования; БУ – блок усилителей; ФС – формирователь сигналов; АЦП – аналого-цифровой преобразователь

формируется необходимая для обработки полоса частот и все сигналы оцифровываются. Затем они вводятся в ЭВМ, где производятся расчет статистических характеристик, построение математических моделей и постановка диагноза.

Стационарная система позволяет производить диагностирование с использованием параметров технологического контроля. К ним относятся: сила тока, флуктуации потребляемой мощности, значения температур в местах установки подшипников, давление и расход охлаждающей жидкости и в маслосистеме и т.п. Кроме того, неизменное положение датчиков позволяет подготовить маску (образ) нормального состояния, что способствует более раннему и надежному (с большей степенью вероятности) постановке диагноза. Недостатком данной системы является невозможность работы в сильных электромагнитных полях, поскольку на кабели наводятся электрические помехи.

2. Система, предназначенная для работы на значительном удалении от объекта диагностирования.

Блок-схема системы устанавливается на объектах, удаленных друг от друга на расстояние свыше 30 м и находящихся от блока обработки информации далее 50 м (рис. 3).

В этой системе усиление и аналого-цифровое преобразование происходят вблизи объекта и сигнал в цифровом виде передается в ЭВМ. Режим работы БУФ АЦП задается с ЭВМ. Такая схема позволяет исключить электромагнит-

ные наводки, достигнуть высокой точности измерения и гибкости в управлении режимом подготовки сигналов.

В отличие от переносной, стационарная система позволяет анализировать переходные и нестационарные режимы, работы объектов диагностирования (выбег, разгон и т.п.). Дополнение ее параметрами технологического контроля увеличивает перечень определяемых неисправностей и повышает достоверность и глубину диагностирования, и прогнозирования.

В целом внедрение развитой системы диагностирования, подобной описанной, позволяет перейти от обслуживания оборудования по принципам «до выхода из строя» или «по регламенту» к обслуживанию по состоянию. Это дает значительный экономический эффект за счет:

- более раннего обнаружения неисправностей и своевременного принятия мер по предотвращению их развития;
- отказа от проведения регламентных работ на исправном оборудовании;
- правильного планирования ремонтов диагностируемого оборудования в период ППР;
- предотвращения внезапных отказов и аварий на объектах диагностирования;
- продления ресурса работы объектов диагностирования.

Кроме того, работа подобных систем способствует выявлению и устранению конструктивных дефектов диагностируемого оборудования. Опыт внедрения систем диагностирования показывает, что срок окупаемости затрат на них составляет от 1 месяца до 1 года.



Рис. 3. Блок-схема стационарной системы, предназначенной для работы на значительном удалении от объекта диагностирования:

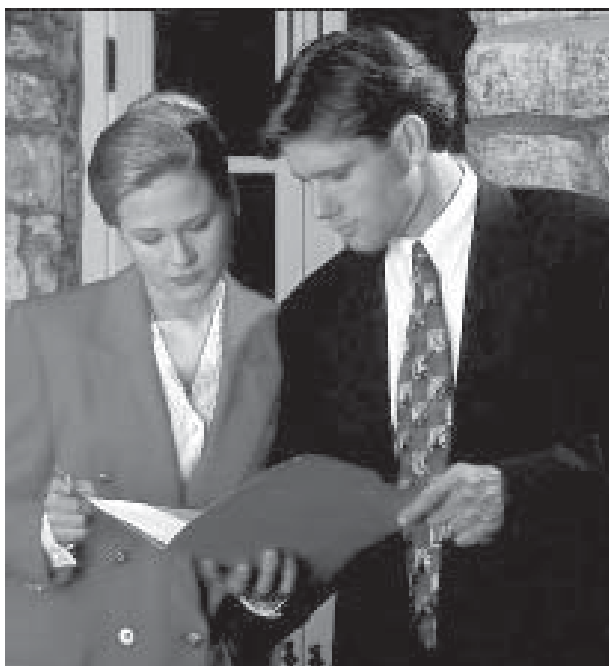
БУФ АЦП – блок усиления, фильтрации и аналого-цифрового преобразования; коммутатор – коммутатор для выбора объекта



**Д. Огородников,
член-корреспондент
Академии экономических наук,
энергоаудитор, директор
по исследованиям
и разработкам
энергоаудиторской компании
«Техэксерго»**

ЧТО ТАКОЕ ЭНЕРГОАУДИТ? ОПИСАНИЕ ПРОФЕССИИ

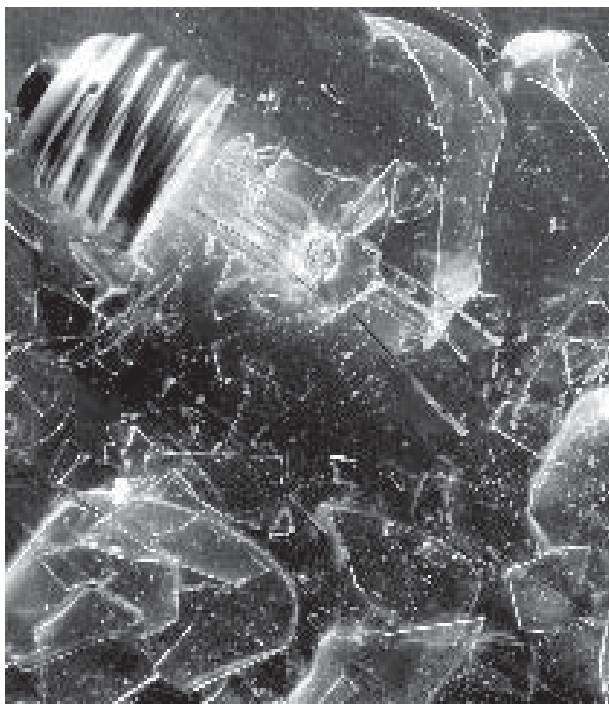
Редакция продолжает публиковать под рубрикой «Энергоаудит» серию публикаций, каждая из которых последовательно и коротко отвечает читателям на самые прямые вопросы: кто, что, когда, где, почему и как проводят энергоаудит.



Понятие или явление, а скорее термин «энергоаудит» появился в лексиконе российских специалистов и в документах более восьми лет назад. В принятом в 1996 году Федеральном законе «Об энергосбережении в РФ» понятия «энергоаудит» нет, есть нормативно определенное понятие «энергетическое обследование организаций». Воспользуемся понятием, сформулированным в наиболее распространенном среди профессионалов методическом пособии «Энергоаудит объектов коммунального хозяйства и промышленных предприятий» (Варнавский Б.П., Колесников А.И., Федоров М.Н. М., 1999). В книге дано следующее определение: «*Энергетический аудит – это техническое инспектирование энергогенерирования и энергопотребления предприятия с целью определения возможностей экономии энергии и оказания помощи предприятию в осуществлении мероприятий, обеспечивающих экономию энергоресурсов на практике*».

Там же, в развертывание определения, приведены основные задачи энергоаудита:

– выявить источники нерациональных энергозатрат и неоправданных потерь энергии;



– разработать на основе технико-экономического анализа рекомендации по их ликвидации, предложить программу по экономии энергоресурсов и рациональному энергопользованию, предложить очередность реализации предлагаемых мероприятий с учетом объемов затрат и сроков окупаемости.

Возможны и иные подходы. Понимая существо приставки «энерго», попробуем принять за основу наиболее часто применяемое во всем мире определение понятия «аудит», введенное в практику Комитетом американской бухгалтерской ассоциации по основным концепциям учета (American Accounting Association – Committee on Basic Auditing Concepts): *аудит – это системный процесс получения и оценки объективных данных об экономических действиях и событиях, устанавливающий уровень их соответствия определенным критериям и представляющий результаты заинтересованным пользователям.* С приставкой «энерго» и такое, искусственно сконструированное определение оказывается жизнеспособным. Проверим это по схеме, применимой в анализе упомянутой формулы понятия аудита.

Основные свойства аудита:

- системность;
- объективизация;
- нормативность;
- публичность.

Энергоаудит всем этим свойствам соответствует. Системность обязательна для всякого реального исследования или обследования. Объек-

тивизация, или поиск истины в интересах всякого, кто озадачен привлечением аудитора. Нормативности в энергетике не занимать: ПТЭ, ПТБ, ПУЭ, СНИПы, ГОСТы перечислению нет конца. Публичность также присутствует – заказчики энергоаудита, это руководство предприятия, его энергослужбы, экономических служб, а также владельцев, но, что более важно, надзорных органов и государственных регуляторов (Ростехнадзор, Госэнергонадзор, РЭК и иные органы).

Специфическая форма инспекторской деятельности, именуемая «энергоаудит», логически является разновидностью аудита хозяйственной и финансовой деятельности. Он сегодня фактически оказывается междисциплинарной исследовательской практикой на стыке инженерной диагностики с инструментами экономической аналитики. В итоге его проведения должна быть не только инвентаризация состояния энергохозяйства, но и программа повышения энергоэффективности предприятия (то, что несколько ранее называлось программой энергосбережения), составленная из системы инженерных мероприятий, имеющих достаточно прочное технико-экономическое обоснование. Фактически энергоаудит – *это инструмент перехода от уровня оперативного управления энергохозяйством, к стратегическому планированию энергоэффективности производства товаров или услуг на каждом предприятии.*

Когда проводят и когда целесообразно проводить энергоаудит – в следующей публикации.





*Г. Никифоров,
В. Олейников,
Б. Заславец*

ЭЛЕМЕНТЫ И ЭТАПЫ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА

В условиях рыночной экономики эффективное управление ресурсами является жизненно необходимым условием для успешной работы любого предприятия. В связи с опережающим ростом цен на энергоресурсы и воду доля затрат на них в себестоимости продукции возросла с нескольких до десятков процентов на большинстве предприятий. Поэтому в настоящее время на первый план выдвигаются мероприятия, связанные с сокращением расходов на энергоресурсы.

Мировой энергетический кризис, разразившийся в 70–80 гг., вызвал многократный рост цен на энергоресурсы, заставил промышленные предприятия и правительственные органы искать эффективные способы контроля и управления энергоресурсами. Энергия стала признаваться как главный источник затрат, заслуживающий самого серьезного внимания. Опыт, наработанный за последние 2–3 десятилетия во многих промышленно развитых странах, определил концептуальные подходы – к управлению энергоресурсами с целью их оптимизации.

В настоящее время актуальным становится менеджмент энергоресурсов, или энергетический менеджмент (ЭМ), который рассматривает вопросы энергоэффективности не только в рамках технических, но и организационных, информационных, маркетинговых, финансовых, инвестиционных, кадровых вопросов.

Необходимость энергоменеджмента обусловлена устойчивой тенденцией роста энергетической составляющей в структуре затрат на производство продукции. Концепция энергетического менеджмента означает управление энергией как любым другим производственным ресурсом с целью снижения затрат предприятия путем повышения энергетической эффективности.

Энергетический менеджмент обеспечивает планирование, управление, контроль за энергопотоками, за балансом энергоресурсов с целью его оптимизации.

Эффективным инструментом планирования и контроля является целевой энергетический мониторинг (ЦЭМ) (рис. 1).

Система ЦЭМ включает в себя мониторинг расхода энергоресурсов и выхода продукции с установлением их взаимосвязи и выработки целевой функции энергопотребления; организацию регулярной (чаще еженедельной) системы отчетности с оценкой эффективности использования энергоресурсов каждым выделенным подразделением; создание рабочих групп для анализа получаемой информации, разработки и внедрения мероприятий по повышению энергоэффективности подразделений. Система ЦЭМ широко применяется на западных промышленных предприятиях, особенно в Великобритании, и обеспечивает контроль за использованием энергоресурсов по подразделениям



Рис. 1. Принцип действия системы ЦЭМ

Рис. 1. Принцип действия системы ЦЭМ

и технологическим процессам, за разработкой и реализацией энергосберегающих мероприятий, информацию о стоимости энергоресурсов.

Реальное повышение энергоэффективности основывается не только на технических решениях, но и на более совершенном управлении. Первым шагом к снижению энергозатрат является признание важности энергии, как одного из дорогостоящих ресурсов, а не как накладных расходов предприятия.

Необходимо выделить следующие элементы энергетического менеджмента: *энергетическая политика, организация, мотивация, информационные системы, маркетинг, инвестирование, финансирование.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Никакая организация не может иметь успеха в улучшении энергоэффективности без осознания руководством предприятия важности ЭМ. Если заинтересованность в экономии энергии будет носить неофициальный характер, то она может пропасть вообще или резко снизиться вследствие замены персонала. Пока заинтересованность не будет зафиксирована формально, существует опасность, что временно доверяющие приоритеты будут ограничивать работу по сокращению энергопотребления. Поэтому заинтересованность должна быть представлена как энергетическая политика, сформулированная в служебных документах, которые определяют обязательства руководства, задачи энергетической службы, устанавливают цели и обязанности персонала.

Официальная, документально закреплённая энергетическая политика действует как открытое выражение заинтересованности предприятия в сохранении энергии и защите окружающей среды, а также как рабочий документ для руководства практикой энергоменеджмента и обеспечения последовательности действий.

ОРГАНИЗАЦИЯ

Одной из проблем ЭМ является отсутствие соответствующей организационной структуры. В настоящее время большинство российских пред-

приятия имеют лишь службу главного энергетика (отдел, управление), которая не является настоящей структурой ЭМ.

Энергетический менеджмент распространяется на все предприятия, и для эффективного функционирования он должен иметь связь со всеми подразделениями предприятия. В структуре предприятия энергоменеджменту должно быть определено соответствующее место. Могут применяться различные варианты размещения этой службы: техническое управление, управление главного энергетика, отдел кадров, производственное управление, финансовое управление, внешние консультанты. При этом важным является вопрос: должен ли персонал ЭМ быть сосредоточен в одном месте, в объединённом подразделении или быть распределённым по предприятию? Необходимо противодействовать отношению к «экономии энергии» как к специализированной технической деятельности. Энергия является предметом широкого организационного управления, а не только техническим элементом.

Энергетический менеджмент на предприятии осуществляется энергоменеджерами, которые решают большой круг задач по повышению энергоэффективности и поддерживают свою информированность об энергетической политике.

Энергоменеджер – это управленческая должность. Несмотря на другие качества и квалификацию, он должен быть достаточно подготовлен и обучен как менеджер, чтобы выполнять управленческие функции. Без чётко выраженного управленческого мышления и способностей энергоменеджер вряд ли сможет эффективно решать поставленные перед ним задачи.

Количество персонала, необходимого для осуществления ЭМ, зависит от объёма затрат на энергию, степени снижения энергопотребления, стадии энергетического менеджмента на предприятии.

Интересен опыт Японии в организации службы ЭМ. На каждом предприятии, потребляющем газ и тепло в количествах, превышающих 3000 т у.т. в год или электрическую энергию более 12 млн. кВт·ч·год, Министерство международной торговли и промышленности Японии обязывает учредить службу энергетического менеджмента. Руководитель предприятия назначает определенное количество лицензированных энергоменеджеров, основным содержанием деятельности которых является принятие мер по рациональному энергоиспользованию и представлению ежегодных отчетов по энергосбережению в министерство или специальные ведомства. Число назначаемых энергоменеджеров определяется в соответствии с табл.1.

МОТИВАЦИЯ

Серьезной проблемой является заинтересованность людей в экономии энергии. Как правило, при-

Таблица 1
Число назначаемых энергоменеджеров

Вид энергии	Годовое потребление	Число энергоменеджеров
Топливо, тыс. т/год	3-20	1
	20-50	2
	50-100	3
	Более 100	4
Электроэнергия, млн. кВт-ч/год	12-200	1
	200-500	2
	Более 500	3

звывы контролировать потребление энергии не являются для большинства людей достаточной мотивацией.

Руководители предприятия не станут в первую очередь заниматься энергосбережением, поскольку их основные приоритеты – выпуск продукции, ее качество, реализация и прибыль. Большинство рабочих на производстве заинтересовано прежде всего в выпуске продукции. Однако именно эти работники, непосредственно использующие энергию, в наибольшей степени способны воздействовать на ее потребление. Таким образом, производственный персонал играет важную роль в ЭМ и нуждается в побуждении к конкретным действиям. Важную роль в мотивации играют понимание необходимости повышения энергоэффективности и той роли, какую может сыграть персонал на всех уровнях: признание и ответственность, автономность и персональная подотчетность, материальные поощрения, разъяснение и обучение.

Процесс достижения энергоменеджером целей эффективного энергоиспользования проходит через взаимоотношения с другими людьми. Существует несколько категорий лиц, которых энергоменеджеру необходимо мотивировать. Каждая группа этих лиц имеет различную заинтересованность в энергии и ее эффективном использовании и нуждается в мотивации различными способами:

- основной мотивацией для старших менеджеров является улучшение конкурентоспособности производства путем снижения затрат и увеличения прибыльности;
- мотивация менеджеров подразделений – возможность использовать в бюджете на будущий год неизрасходованные, сэкономленные средства энергетического бюджета за счет снижения энергопотребления. При этом менеджеры подразделений должны быть держателями бюджета по энергоресурсам, ответственными за контролирование энергозатрат;
- ключевой персонал имеет прямой контроль над работой и состоянием машин, установок, линий. Мотивацией этой группы являются не только материальные поощрения, но и моральное удов-

летворение результатами своего собственного труда в повышении энергоэффективности объектов, которые они контролируют;

– сотрудники энергоменеджмента обычно мотивируются тремя факторами: достижениями, сопричастностью и властью. Иногда один из этих факторов является доминирующим;

– мотивация остального персонала, не вошедшего в предыдущие группы, должна производиться за счет общих мероприятий, показывающих, какую выгоду дает предприятию энергосбережение, насколько улучшается экологическая обстановка. Основным средством воздействия на рядовых сотрудников является информация.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

Условием эффективного ЭМ является достоверная информация по энергопотреблению.

Энергоменеджер нуждается в различных видах информации: для оперативного контроля необходима точная информация, для управления используются периодические отчеты, для планирования – прогнозная информация. Очень важным является включение информации по ЭМ в финансовые отчеты, т.к. это повышает роль энергоменеджмента и определяет экономию от энергосберегающих мероприятий и проектов.

МАРКЕТИНГ

В функции энергоменеджера входят пропаганда ЭМ и маркетинг своей деятельности. Пропаганда включает в себя следующие задачи:

- повышение осведомленности о важности энергосбережения и улучшении экологии;
- маркетинг услуг ЭМ внутри предприятия;
- обоснование эффективности вложений для руководства;
- информация о достижениях в энергоменеджменте за пределами предприятия.

Все отношения с потребителями услуг энергоменеджера содержат элемент маркетинга, т.к. они предоставляют возможность пропагандировать ЭМ.

ИНВЕСТИРОВАНИЕ

Реализация мероприятий по энергосбережению требует определенных инвестиций. Размер инвестиций может колебаться от небольших затрат на инвестирование, когда возврат вложенных средств возможен в течение менее одного года, до крупных инвестиций в новое оборудование. Чтобы убедить руководство предприятия принять программу инвестирования в энергоэффективность, энергоменеджер должен представить:

- проблемы энергетики, стоящие перед предприятием в настоящее время;
- мероприятия по энергосбережению, внедрение которых может снизить потери;
- прогнозируемый возврат вложений;
- реальный возврат по внедренным меропри-

иятиям. Следует отметить, что инвестированию в энергосбережение традиционно отдается низкий приоритет в финансовом менеджменте предприятия. Это объясняется тем, что на предприятии всегда существует множество других потребностей, кающихся более важными для капиталовложений; инвестиции, требуемые для повышения энергоэффективности, дадут экономию только в будущем, и в настоящее время преимущества от инвестирования не видны. В этих условиях энергоменеджеру необходимо уделять особое внимание подготовке детального финансового обоснования, требующего финансирования, и вести подробный учет всех затрат и выгод от мероприятий по энергоэффективности.

Существует два аргумента в пользу инвестиций в энергоэффективность:

1. Выгоды, получаемые от некоторых энергосберегающих мероприятий, могут продолжаться значительно дольше, чем срок окупаемости. По этой причине краткосрочная окупаемость может служить неадекватным ориентиром для оценки более долгосрочных преимуществ.

2. В настоящее время любая организация, демонстрирующая свою заинтересованность в энергосбережении, в улучшении энергетических показателей, укрепляет свой имидж и репутацию, что немаловажно для отстаивания инвестирования в энергоэффективность.

ФИНАНСИРОВАНИЕ

Выделение финансовых средств на ЭМ является задачей руководства и выражением его заинтересованности и поддержки энергоменеджмента.

При финансировании ЭМ необходимо решить две проблемы:

1. Определить источники средств для поддержания энергоменеджмента.

2. Распределить экономию, полученную в результате ЭМ.

Можно выделить четыре источника для финансирования службы ЭМ на предприятии:

- из бюджета предприятия;
- из бюджета специального подразделения;
- путем оплаты за услуги индивидуальным держателем бюджета;
- путем удержания доли полученной экономии.

Необходимо, чтобы на предприятии был составлен четкий, конкретный баланс распределения экономии на следующих уровнях:

- выплачиваться в качестве дивидендов персоналу;
- адсорбироваться в центральный бюджет;
- удерживаться в подразделении;
- возвращаться в бюджет энергоменеджмента.

Один из способов сделать ЭМ самофинансируемым – это выделить определенную часть экономии на энергоменеджмент.

Система энергетического менеджмента дол-

жна внедряться на предприятии на двух уровнях – техническом и управленческом. *Цель технического уровня* – создание информационной системы, *цель уровня управления* – создание структуры менеджмента. Оба уровня должны быть согласованы и внедряться параллельно последовательными этапами, которые можно представить следующим образом:

1. Создается отдел энергоменеджмента, комплектуется состав, организуется обучение кадров.

2. Определяется центр энергоучета с наибольшим потреблением энергии. Осуществляются проверка существующих измерительных приборов и установка новых, уточнение и обоснование места установки приборов для сбора информации.

3. Определяется структура управления, необходимая для функционирования системы энергоменеджмента. Назначаются ответственные за центры энергопотребления и другие участки работы.

4. На техническом уровне организуется регулярный сбор данных по энергопотреблению и выпуску продукции, осуществляемый с помощью автоматизированной системы учета энергоресурсов (АСУЭ), являющейся важнейшей составляющей ЭМ. На уровне управления на предприятии создается система распространения информации внутри предприятия.

5. На основании анализа и обработки данных по энергопотреблению и производству продукции определяются расчетные удельные нормы, составляются текущие энергобалансы, для каждого центра энергопотребления определяется целевая величина энергопотребления, а также разрабатываются математические модели для нормирования и прогнозирования энергопотребления.

6. Разрабатывается комплекс энергосберегающих мероприятий и приводится их экономическое обоснование.

7. Определяется объем отчетов, разрабатываются формы таблиц, виды графиков и др. Составленные отчеты распространяются среди управленческого персонала предприятия.

8. Осуществляется реализация энергосберегающих мероприятий, по мере внедрения которых производится оценка реальной экономии.

Решение задач энергосбережения, энергетического менеджмента на металлургическом предприятии невозможно без создания специальных служб, которые бы постоянно занимались этими вопросами. На крупных металлургических предприятиях созданы различные службы: центры энергетической эффективности, центры энергосберегающих технологий, центры ресурсосбережения, отдельные группы энергоменеджеров и др. Структура их различна, но все они предназначены для решения главной задачи – повышения энергетической эффективности.

Например в ОАО «ММК» Центр энергосберегающих технологий (ЦЭСТ) был создан в 1996 г. Предприятие, не имея опыта создания таких орга-

низаций, целиком опиралось только на понимание важности и необходимости целенаправленной деятельности по энергосбережению. Рост цен на энергоносители и увеличение затрат энергии в себестоимости металлопродукции, обширный комплекс объектов энергетики по производству энергоресурсов, разбросанность предприятия и необходимость передачи энергоресурсов на десятки километров, наличие сетей энергетики в несколько сотен километров диктовали необходимость создания такой структуры.

На первом этапе ЦЭСТ, решая задачи оснащения подразделений приборами учета и контроля, занимался разработкой норм и лимитов энергоресурсов, организацией и проведением целевого и комплексного энергоаудитов структурных подразделений.

Второй этап предусматривал работу с энергобалансами, разработку и внедрение АСУ-энерго, наработку комплекса мер по повышению энергоэффективности предприятия и его структурных подразделений.

Третий этап предполагает управление энергопотоками с целью их оптимизации, реализацию энергоэффективных технологий, экспертную оценку энергоэффективности реконструктивных проектов металлургического комплекса.

В настоящее время все три этапа реализуются одновременно. В структуре ЦЭСТ находятся два отдела: теплотехнический и отдел учета и анализа энергопотребления, а также три специализированные лаборатории: электроиспользования, анализа и управления энергоресурсами, водоподготовки и энерготехнического оборудования. В центре работают 146 человек.

Основными функциями ЦЭСТ в области энергоменеджмента являются:

- реализация энергетической политики предприятия (разработка программы энергосбережения, подготовка ежегодных приказов по энергосбережению и др.);
- разработка норм и лимитов потребления ТЭР на производство металлургической продукции;
- разработка и внедрение мероприятий по защите экологии;
- разработка, внедрение и контроль за выполнением мероприятий по энергосбережению;
- организация и проведение энергоаудита цехов и дочерних предприятий;
- развитие системы АСУ-энерго;
- учет энергоресурсов;
- разработка и реализация математических моделей прогнозирования энергопотребления;
- разработка предложений по корректировке норм энергопотребления;
- информационное обеспечение цехов и подразделений предприятия с целью оптимизации потребления ТЭР;
- пропаганда энергосберегающих технологий, обобщение передового опыта, проведение семи-

наров, выставок и конференций по энергосбережению;

- анализ существующих схем учета ТЭР и разработка рациональных схем с учетом приоритетности и объемов потребления ТЭР;
- разработка организационно-технических мероприятий по совершенствованию температурных режимов и конструкции элементов печей с целью минимизации потребления ТЭР;
- анализ и контроль работы энергопроизводящего и энергопотребляющего оборудования с целью оптимизации режимов энергопотребления;
- разработка рациональных режимов нагрева и термообработки с целью снижения энергозатрат и повышения качества продукции;
- разработка новых технологий нагрева и термообработки с использованием вторичных энергоресурсов;
- проектирование узлов учета топлива, тепла, воздуха и продуктов его разделения;
- составление энергетических паспортов отдельных цехов, крупных технологических объектов, участков и линий.

Аналогичные задачи и функции выполняет Центр ресурсосбережения, созданный в ОАО «НЛМЗ» в составе 65 человек. Основной целью центра является обеспечение производства продукции заданного качества и объема с минимальными затратами за счет внедрения ресурсосберегающих технологий и оборудования с минимальным воздействием на окружающую среду.

В структуру центра входят шесть отделов:

1. Отдел анализа использования ресурсов, функциями которого являются оперативный анализ, анализ энергоемкости, подготовка отчетов, нормирование, мотивация (премирование, претензионная работа).
2. Отдел энергосбережения занимается разработкой программ по видам энергоресурсов, учетом и балансом энергоресурсов, курированием энергетических подразделений предприятия, энергоаудитом цехов и дочерних предприятий ОАО «НЛМЗ».
- 3–4. Отделы теплотехники металлургического производства и теплотехники прокатного производства занимаются разработкой и внедрением мероприятий и новых технологий в основных подразделениях комбината, проведением режимно-наладочных работ.
5. Отдел электросбережения решает задачи по нормированию электропотребления, разработке и внедрению мероприятий по электросбережению.
6. Отдел перспективных разработок готовит технико-экономические предложения и выполняет НИОКР.

*Г. Никифоров, В. Олейников, Б. Заславец
(«Энергосбережение и управление энергопотреблением в металлургическом производстве»)*

А. Баранов,
инженер,
Н. Рябцев,
канд. техн. наук,
ГУП, Агентство
по энергосбережению, Москва



ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ В СИСТЕМАХ ПАРОИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Реализация потенциала энергосбережения – приоритетное направление политики правительства Москвы, где годовое промышленное потребление тепловой энергии превышает 29 млн. Гкал. Кроме ТЭЦ «Мосэнерго», более 500 промышленных котельных работают на покрытие этой нагрузки, половина которой, или 18–20 млн. тонн пара, поступает в системы пароиспользования (СПИ) предприятий.

Анализ многих энергетических обследований, в том числе проведенных специалистами Агентства по энергосбережению, показывает, что без значительных капитальных затрат на предприятиях химической, пищевой и легкой промышленности, строительных материалов и машиностроения можно устранить от 10 до 40% непроизводительных потерь пара за счет упорядочения организации сбора конденсата, правильного подбора и установки конденсатоотводчиков (КО).

По оценке Мосгосэнергонадзора, суммарная величина возможной экономии потребляемых городом энергоресурсов за счет

малозатратных энергосберегающих мероприятий составляет около 14%.

Комплекс предлагаемых агентством энергосберегающих мер включает схемные решения.

В подсистеме парораспределения – потенциал энергосбережения составляет 5–15% (от балансовой суммы поаппаратного потребления теплоты):

- поступающий к соответственно сгруппированным аппаратам греющий пар необходимо разделять по давлению на два-четыре рабочих уровня (рабочее давление ограничивается термостойкостью продукта или прочностью аппарата). Рабочее давление в группе отличается не более чем на 30% от принятого уровня;

- уровни давления на распределительных гребенках следует поддерживать с помощью редуционно-охладительных установок (РОУ). Для этого необходимы РОУ малой производительности (200–2000 кг/ч), типовое конструирование и применение которых экономически оправданы, так как дроссели-

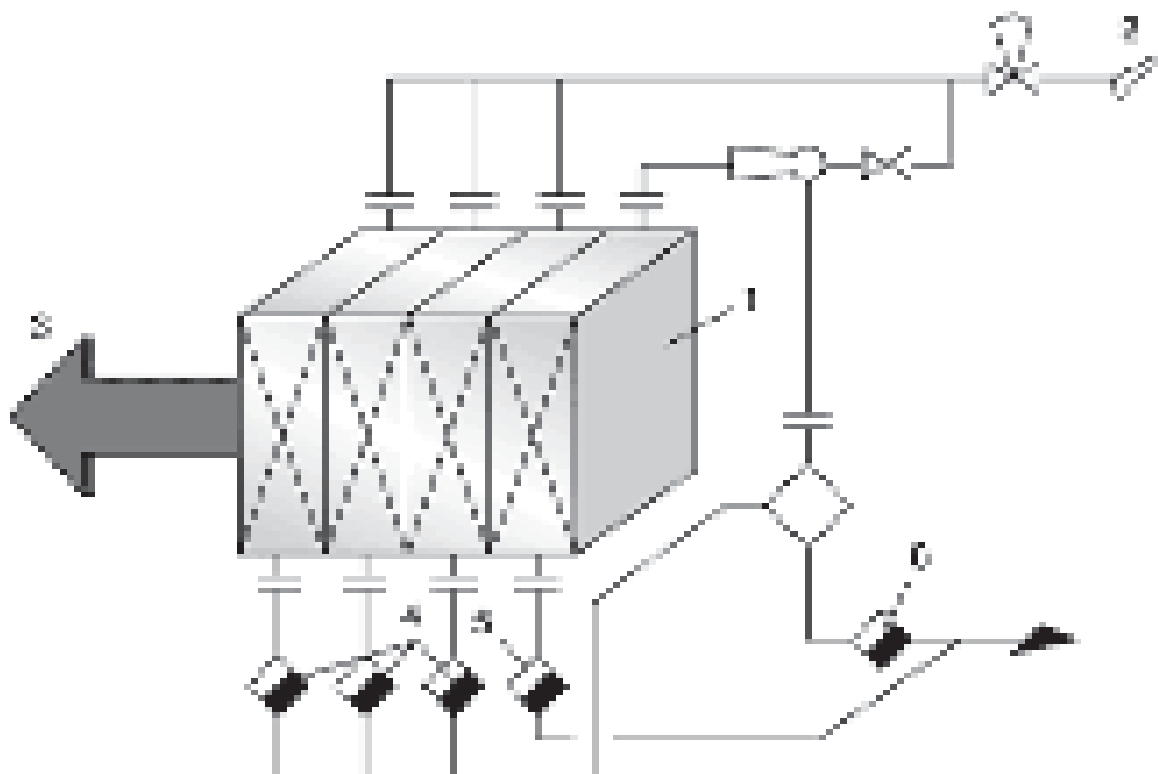


Рис. 1. Система распределения пара от одной регулирующей линии в параллельные ветви с предохранительными клапанами (на рис. не показаны)

1 – котел-парогенератор;
 2 – регулятор давления;
 3 – предохранительный клапан

4 и 5 – манометры, устанавливаемые по расчету, диапазон 1 – 5 мПа, 1
 6 – запорный клапан котлоуплотнителя.

рование связано с большими потерями;

- гидравлический режим в раздающих магистралях и подводящих трубопроводах должен быть настолько интенсивным, чтобы транспорт пара осуществлялся при незначительном (5–10 °С) его перегреве, когда охлаждение за счет теплоотдачи от ограждения компенсировалось бы перегревом от падения давления;

- перепад давления на регуляторе тепловой нагрузки аппаратов должен быть возможно меньшим;

- для устойчивости потоков теплоносителя, распределенных по параллельным ветвям, необходимо, чтобы наибольшее падение давления приходилось на КО;

- следует установить КО для дренажа участков раздающих магистралей внутренних сетей перед разделяющей запорной армату-

рой, подъемными участками, присоединительной арматурой аппарата. Расчетный режим отвода – перегретый пар (паросодержание конденсата – $X_1 > 1$). На случай отклонения от расчетного режима устанавливается механический КО малой (до 10 кг/ч) пропускной способности с периодическим сбросом конденсата, например, модели «Армстронг» N1011 $D_y = 1/2$ с опрокинутым ковшом (США).

В подсистеме паропотребления – потенциал энергосбережения составляет 10–50%:

- общее направление – дробление поверхности нагрева аппарата как можно на более малые части (табл.1), что способствует достижению оптимальных показателей от использования суммарной поверхности. Справедливо и обратное: установка одного КО после группы поверхностей теплообмена всегда уменьшает их эффективность. На-

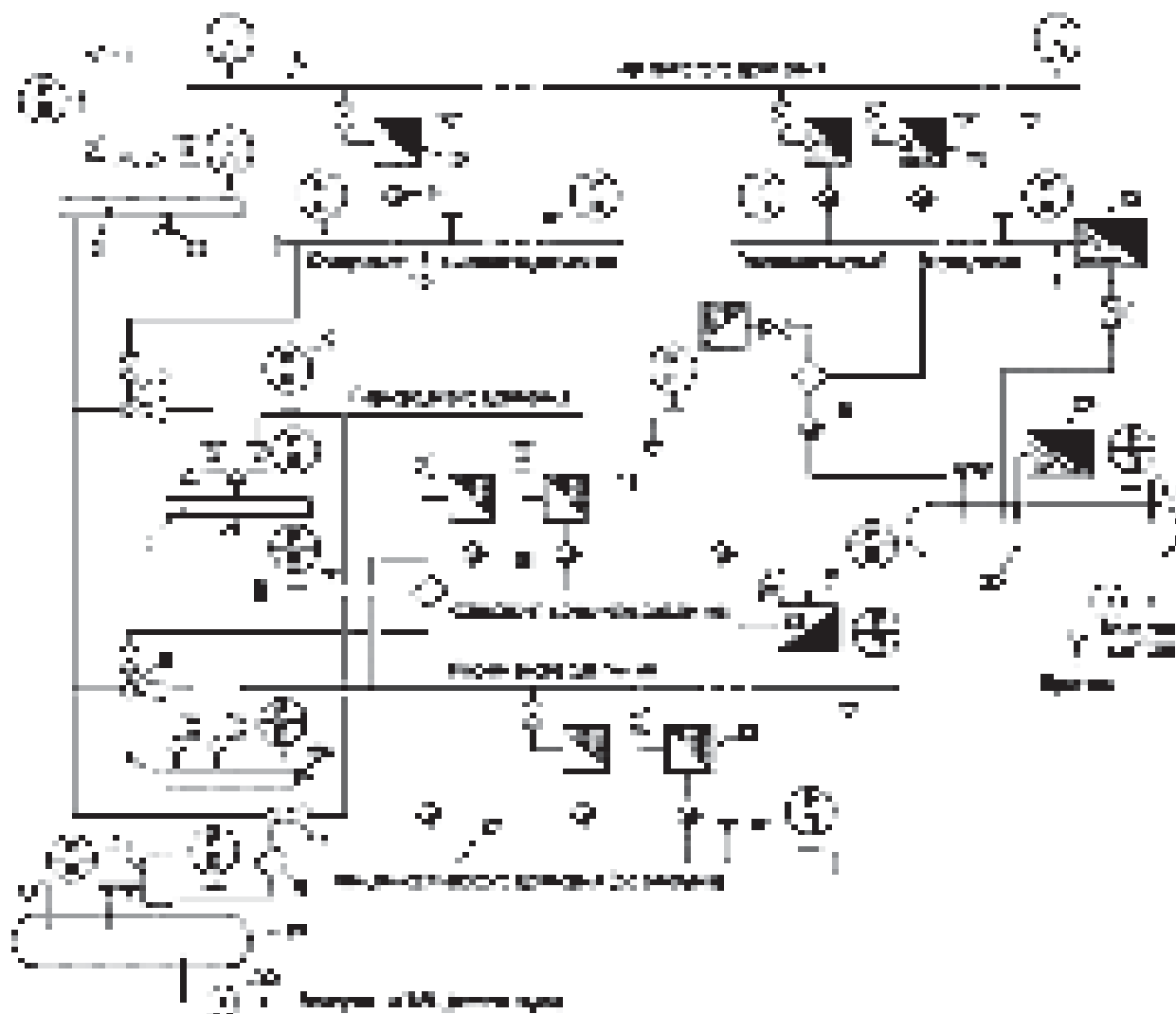


Рис. 2. 1 – пар от ТЭЦ или котельной, 2–4 – распределительные гребенки высокого, среднего и низкого давления, 5 – распределительная магистраль высокого давления, 6 – РОУ, 7 – эжектор, 8 – сепаратор, 9 – манометр, 10–12 – аппараты высокого, среднего и низкого давления, 13 – аппарат-источник «условно чистого» конденсата, 14 – конденсатоотводчик, 15–17 – сборные магистрали высокого, среднего и низкого (вакуумированная) давления, 18 – сборная магистраль для «условно чистого» конденсата, 19, 20 – баки-сборники «чистого» и «условно чистого» конденсата, 21 – насос вытеснения периодического действия, 22, 23 – утилизационные теплообменники на полный и частичный потоки конденсата, 24 – конденсатор выпара, 25 – конденсатный насос, 26 – термометр

пример, коэффициент теплопередачи уменьшается, если КО установлен после группы поверхностей, как бы они ни были соединены по теплоносителю – параллельно или последовательно. В рекомендуемой схеме обвязки калориферной установки первая поверхность по потоку воздуха переохлаждает конденсат вторичного пара, поступающего от сепаратора, а последующие по-

верхности калориферов работают в режиме с «пролетным паром» (рис.1);

- для аппаратов с широким диапазоном изменения тепловой нагрузки (возмущающего воздействия) следует применять особый способ управления, для реализации которого регулятор устанавливается на выходе греющего теплоносителя из аппарата (широта диапазона обеспечивается степе-

нию затопления поверхности конденсатом);

- групповое присоединение аппаратов к одному КО может применяться лишь как вынужденное исключение.

В подсистеме сбора и возврата конденсата потенциал энергосбережения составляет 15–45%:

- аппараты, подсоединенные к сборной магистрали, необходимо группировать по давлению и вероятности загрязнения конденсата;

- подъемные участки следует оснащать побудителями подъема конденсата;

- вторичный пар после КО и сепаратора нужно направлять на подпитку раздающей магистрали пара низкого уровня давления;

- при возникновении трудностей с утилизацией выпара из бака-сборника в сборной магистрали целесообразно с помощью эжекторного вакуум-насоса устанавливать давление $P_{\kappa}=0,5-0,7$ ата, соответствующее температуре насыщения 80–90 °С. При этом конденсат перекачивается в бак-сборник специальным устройством с попеременным подключением его сначала к вакуумируемой магистрали конденсата, а затем – к магистрали пара рабочего давления. Эжектируемый вторичный пар направляется к потребителям пара промежуточного давления.

Рекомендуемая схема системы парoisпользования, где учтены различные способы сокращения потери теплоты (рис.2).

Методологические рекомендации подбора КО также базируются на результатах энергообследования различных предприятий (табл.1). Рекомендуемые конструкции для указанных условий обеспечивают эффективное использование теплоты пара, существенно снижая его расход на единицу выпускаемой продукции.

Многообразие форм поверхности нагрева оборудования и условий его работы обусловило и многообразие промышленных образцов КО. Действующая методика подбора КО, по которой он характеризуется только условным давлением P_{ν} , присоединительным размером D_{ν} , мм и пропускной способностью K_{ν} , т/ч холодного конденсата при перепаде давлений $P = 1 \text{ кгс/см}^2$, не позволяет принять однозначного решения, оценить эффективность применения КО и определить меры по улучшению его конструкции.

Предлагаемая методика отражает взаимодействие тепловых и гидравлических об-

менных процессов в паровой полости и на рабочей поверхности паропотребляющих аппаратов, а также форму потока в сети сбора конденсата. За количественный показатель режима отвода принято паросодержание X_{ν} конденсата при давлении при давлении P_{ν} на входе в КО. Значение X_{ν} определяется типоразмером D_{ν} термостатических, термодинамических или механических (поплавковых) КО. Последние рассматриваются как местные (сосредоточенные) гидравлические сопротивления, пропускная способность которых падает с ростом X_{ν} .

В свою очередь, многие теплотехнические и технологические показатели работы паропотребителей (к их числу относятся участки дренируемых паропроводов, спутниковые линии и сепараторы) и других элементов СПИ также зависят от паросодержания отводного конденсата X_{ν} . Изменяя X_{ν} , можно управлять этими показателями для достижения и поддержания их требуемых значений.

Опыт показывает, что с увеличением X_{ν} происходит следующее:

- коэффициент теплопередачи увеличивается, достигает максимума при заметной доле «пролетного пара» и затем падает. Аналогично изменяется скорость образования конденсата;

- неравномерность обогрева поверхности монотонно уменьшается, приближаясь к некоторому асимптотическому значению. Точно так же изменяется концентрация неконденсирующихся газов в паровой полости;

- гидравлическое сопротивление подъемного участка конденсатопровода достигает минимума при положительном паросодержании потока конденсата. Ближайшие к участку конденсатоотводчики должны работать с пропуском «пролетного пара», при $X_{\nu} > 0$.

Предлагаемый энергоэффективный путь развития и совершенствования систем парoisпользования так же, как и ряд других энергосберегающих проектов, зачастую не находит своего воплощения на практике.

Одной из причин такого положения, по нашему мнению, является низкая доля затрат на покупку энергоносителей. Результатами вышеупомянутых энергетических исследований по программе правительства Москвы и ТУ Госэнергонадзора установлено, что стоимость потребляемых энергоре-

Таблица 1

№ пп	Задаваемые условия работы паропотребителя	Назначение режима отвода конденсата, признак подбора КО	Тип паропотребителя, где проводилась опытная проверка, оптимальные значения паросодержания конденсата, X_1 , %	Рекомендуемый тип конденсатоотводчика
1	Максимальный коэффициент теплопередачи при стабильной тепловой нагрузке	Сокращение рабочей поверхности, ускорение разгона аппарата	Калорифер тоннельной сушилки типа СТ $X_{11}=+5...+8$	Термодинамический двухсопловой
2	Максимальное использование рабочей поверхности при ее избытке	Сокращение паропотребления при расчетной тепловой нагрузке	Вертикальный кожухотрубчатый подогреватель $X_{12}=-4...-5$	Термостатический биметаллический
3	Сокращение неравномерности обогрева до допустимого значения дб	Повышение качества продукции	Длинные греющие цилиндры узла сушки $Dq=7^\circ\text{C}$ $X_{13}=+2...+6$	Термодинамический двухсопловой на 6–10 цилиндров
4	Вентиляция паровой полости от неконденсирующихся газов	Повышение уровня температуры поверхности аппарата	Периодические камеры вулканизации резины $X_{14}=+2...+5$	Термодинамические дисковые
5	Сокращение гидравлических потерь в конденсатной сети	Ликвидация пульсаций потока на подъемном участке	Подъем 3-4 м $X_{15}=+1...+4$	Термостатический биметаллический плюс термодинамический сопловой

Примечание. $X_{11}, X_{12}, \dots, X_{15}$ – с двойными индексами в отличие от места измерения X_1

сурсов на 1 рубль произведенной продукции (услуг) колеблется от 0,7 до 6,3 копеек, где большая цифра относится к предприятиям строительной индустрии. В то же время, очевидно, возросшая за последние годы энергоемкость производства должна была проявиться в значительно большей доле энергетики в цене товаров и услуг. С нашей точки зрения, противоречие объясняется двумя обстоятельствами:

- возможностью компенсации увеличенного потребления энергии производственными потребителями за счет роста стоимости продукции и услуг;

- искусственным снижением рядом предприятий энергетических затрат за счет оплаты потребляемых энергоресурсов арендаторами по не всегда обоснованным расчетным нагрузкам.

Такими приемами часто затушевывается до полного исчезновения экономическая мотивация к приведению в действие потенциала энергосбережения, вынуждая вновь возвращаться к проблемам учета теплоэнергии и теплоносителя теперь уже на уровне внутризаводского потребления субабонентами (арендаторами).



МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ И ПОВЕРОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ: НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

Проблемы, стоящие перед современной энергетикой, во многом связаны с повышением точности и достоверности учета. Вот почему разработки в области поверки и регулировки счетчиков электроэнергии сегодня имеют особую значимость.

Концерн «Энергомера» уже много лет работает на российском рынке электротехнической продукции. Специалистами компании создан полный модельный ряд электронных счетчиков электроэнергии.

Все электронные приборы учета, выпускаемые концерном, обеспечены соответствующей сервисной и метрологической поддержкой. Созданное в разное время поверочное оборудование с маркой «Энергомера» хорошо зарекомендовало себя на предприятиях энергетики. Однако растущие требования к поверке средств измерений заставляют производителей постоянно разрабатывать новые и совершенствовать существующие метрологические и поверочные приборы и комплексы.

Так, энергетикам хорошо известны стационарные установки для групповой поверки и регулировки счетчиков электрической энергии ЦУ6800 и МК6801. Их серийное производство было налажено несколько лет назад, но, благодаря многочисленным усовершенствованиям, эти метрологические комплексы до сих пор успешно используются при проведении поверочных работ. И все же возможности установок ЦУ6800 и МК6801 ограничены их началь-

ными конструктивными особенностями.



Поэтому, наряду с модернизацией установок ЦУ6800 и МК6801, специалисты концерна работали над созданием такого метрологического оборудования, в котором были бы учтены все требования современной энергетики, а также пожелания и замечания потребителей. Результатом их усилий стала мобильная установка ЦУ6804, по функциональным возможностям не уступающая двум предыдущим, но выгодно отличающаяся от них меньшими размерами.

Первая модификация установки имела лишь один недостаток: низкий класс точности. Устранить его была призвана новая модель мобильной малогабаритной установки ЦУ6804 – ЦУ6804М, серийное производство которой налажено в 2003 году. Класс точности доведен до 0,2, обновлено программное обеспечение, установка комплектуется стендом на три счетчика. Увеличилась и скорость работы: продолжительность полного цикла поверки счетчиков в автоматическом режиме не превышает 8–10 минут. За смену может быть проверено не менее 80 счетчиков, с учетом временных затрат на установку приборов и снятие их со стенда.

Кроме этого, в возможности установки ЦУ6804М входит накопление результатов текущих измерений, предоставление их в виде таблиц или графиков, анализ измерений, оформление результатов в форме протоколов, хранение их в базе данных, вывод на печать, обработка результатов с применением математической статистики.

В рамках работ по созданию современного метрологического оборудования специалистами концерна разработана новая автоматизированная установка для поверки однофазных счетчиков электрической энергии ЭНЕРГОМЕРА СУ001. Она ориентирована на предприятия и организации, занимающиеся изготовлением, ремонтом и эксплуатацией однофазных счетчиков активной энергии. В соответствии с модификацией метрологический комплекс обеспечивает поверку счетчиков классом точности до 1,0.

Установка СУ001 обеспечивает поверку всех видов однофазных счетчиков, выпускаемых на территории России и СНГ. В зависимости от требуемой производительности установки поставляются с одним, двумя или тремя стендами, содержащими по шесть поверочных мест.

Блок питания источника испытательных сигналов построен с применением корректора коэффициента мощности, что способствует созданию благоприятного режима работы сети питания. Характеристики выходных сигналов не зависят от качества поступающей электроэнергии.



Стенды могут комплектоваться ФСУ. Наличие блока гальванической развязки обеспечивает групповую поверку счетчиков с жесткой гальванической связью между последовательной и параллельной цепями. Установка СУ001 работает в ручном, полуавтоматическом и автоматическом режимах. Возможна проверка порога чувствительности и отсутствия самохода поверяемых счетчиков, а также определение погрешностей по таблицам, составленным оператором.

Помимо установок, рассчитанных на проведение поверочных работ в лабораторных условиях, концерн «Энергомера» выпускает также портативные переносные приборы. Эталонные портативные счетчики ЦЭ6806П и ЦЭ6815, предназначенные для поверки и калибровки одно- и трехфазных счетчиков активной и реактивной электроэнергии, нашли широкое применение на объектах энергетики и в метрологических лабораториях. Они позволяют осуществить поверку приборов учета непосредственно на месте установки, проверить правильность их подключения. В последних модификациях счетчик ЦЭ6806П оснащён токовыми клещами, которые делают возможной поверку средств измерения без их отключения и снятия.

Специально для проверки однофазных счетчиков на месте их установки был разработан новый однофазный портативный эталонный счетчик ЭНЕРГОМЕРА СЕ601. Он обеспечивает определение погрешностей проверяемых счетчиков при включенной нагрузке – как минимальной, так и близкой к предельным величинам – в подавляющем большинстве случаев, а также измерение параметров сигналов в контролируемой сети. Измерение погрешности контролируемых счетчиков может вестись в автоматическом режиме (по частоте импульсов с фотосчитывающего устройства или телеметрического выхода) и в ручном режиме (по числу оборотов диска при визуальном контроле за его вращением).

С целью повышения оперативности измерений и предотвращения нежелательного воздействия на приборы потребителей при подключении эталонного счетчика используются токовые клещи.

Для оценки правильности работы отсчетных устройств проверяемых счетчиков предусмотрен режим контроля и индикации учтенной электроэнергии. Эталонный счетчик СЕ601 имеет стандартный интерфейс для обмена данными с персональным компьютером.

Весь комплект оборудования размещается в специальной сумке, что удобно и в работе, и при переноске счетчика. Использование прибора обеспечивает значительное снижение затрат на поверку счетчиков и их транспортировку для ремонта, упрощает процедуру выявления приборов, недопустимо учитывающих электроэнергию.



**В.Игнатов, М.Фикс, П.Цванг,
Группа компаний МНТЦ БИАТ»
– НПФ «Гидроматик»;
Н.Горбунов, И.Саулькина,
С.Фадеев,
ТЭЦ ВАЗ**

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ ТЭЦ ВАЗ

В предлагаемой статье рассматриваются технические, организационные и методические вопросы разработки, монтажа, наладки и ввода в действие автоматизированной системы коммерческого учета тепловой энергии и энергоносителей (АСКУ) на крупном источнике тепла, которым является ТЭЦ Волжского автозавода ОАО «Самараэнерго». Приводится также характеристика АСКУ ТЭЦ ВАЗ.

ТЭЦ ВАЗ является наиболее крупным энергообъектом ОАО «Самараэнерго» и обеспечивает электрической и тепловой энергией ВАЗ, Автозаводский жилой район г. Тольятти и промкомзону.

Установленная электрическая мощность равна 1 172 МВт, из которых около 400 МВт потребляет Автозаводский район по кабельным и воздушным линиям 110 кВ, а остальная мощность передается в энергосистему по ЛЭП 220 кВ. Установленная тепловая мощность составляет 3 993 Гкал/ч. Тепловая мощность обеспечивается отборами турбин (две ПТ-60, шесть Т-100, две ПТ-135 и одна ПТ-140) и пиковыми водогрейными котлами (десять ПТВМ-100, два ПТВМ-180 и два КВГМ-180). На станции работает девять энергетических котлов ТГМ-84 и пять котлов ТГМЕ-464.

Теплофикационная схема характеризуется следующими показателями: подключенная расчетная нагрузка потребителей тепла на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения по отопительному графику 150/70 °С составляет 3 200 Гкал/ч; циркуляция сетевой воды достигает 40 000 м³/ч; под-



Специалисты расчетной группы ПТО ТЭЦ ВАЗ получают документы по коммерческому учету тепловой энергии и энергоносителей

питка теплосети при открытом водоразборе в среднем в сутки равна 3 900 м³/ч при максимальном расходе 6 000 м³/ч.

На производственные нужды ВАЗ отпускается перегретая вода по графику 150/120 °С с круглогодичной средней нагрузкой 100 Гкал/ч. Кроме того, ТЭЦ отпускает незначительное количество пара (30–40 т/ч).

На ТЭЦ поступают природный газ, питьевая и добавочная вода, сжатый воздух и кислород, а производятся пар, обессоленная и сетевая вода (рис. 1).

Существовавший ранее парк приборов

Когда приступали к разработке современной автоматизированной системы коммерческого учета энергоносителей и тепловой энергии, на ТЭЦ учет проводился по показаниям счетчиков УЗРВ и методом ручного планиметрирования диаграмм самопишущих приборов с внесением вручную поправок на отклонения реальных значений температур, давлений и других характеристик теплоносителей от расчетных значений.

Состав приборного парка датчиков расхода включал ультразвуковые расходомеры воды типа УЗРВ (28 шт.), сужающие устройства (12 шт.) с дифманометрами типа Сапфир-22МТ и ДМ. В качестве регистраторов использовались приборы типа РП-160 (6 шт.), КСД-2 (3 шт.) и Диск-250 (3 шт.).

Назначение АСКУ

При создании АСКУ ставились следующие основные цели:

- создание АСКУ, соответствующей современным требованиям нормативных документов;
- минимизация ручного труда при учете тепловой энергии и энергоносителей;
- повышение оперативности и достоверности коммерческого учета;
- представление обслуживающему персоналу и руководству ТЭЦ ВАЗ средствами локальной вычислительной сети (ЛВС) оперативной и учетной информации о параметрах теплоносителей и теплопотребления как по отдельным потребителям (магистральям), так и по ТЭЦ в целом;
- архивация исходных данных и результатов учета и возможность их ретроспективного анализа.

Современные расходомеры, теплосчетчики и счетчики газа

При выборе технических средств для реализации АСКУ тепловой энергии и энергоносителей руководствовались определенными требованиями и принципами:

- при проектировании АСКУ ориентировались на ультразвуковые расходомеры, зарекомендовавшие себя 10-летним положительным опытом работы. При этом на части трубопроводов, где не бывает реверс-потока, сохранялись установленные расходомеры типа УЗРВ. А там, где бывает реверс, решили установить ультразвуковые расходомеры фирмы «Взлет»;

- для измерения температуры теплоносителя применялись платиновые термометры сопротивления с подключением по четырехпроводной схеме. Для сетевой воды использовались пары термометров типа КТПТР-01;

- для измерения давления было принято решение на всех трубопроводах установить датчики абсолютного давления типа МИДА-ДА класса точности 0,5.

- для измерения перепада давления на сужающих устройствах используются дифманометры типа МЕТРАН-43Ф-ДД класса точности 0,25;

- при выборе теплосчетчиков и счетчиков газа рассматривались три конкурентоспособных варианта: СПТ-961К + СПГ-761, УВП-281 и СТД. Выбор пал на СТД по ряду соображений: во-первых, только в описании типа средства измерения СТД в качестве компонента входит расходомер типа УЗРВ, во-вторых, в теплоснабжающей организации г. Тольятти (ОАО «Тэвис») имелся положительный опыт эксплуатации нескольких сотен теплосчетчиков типа СТД;

- в качестве общестанционного вычислителя был применен вычислитель АСУТ-601, поставляемый МНТЦ «БИАТ» (Москва).

Принципиальная структурная схема АСКУ

В структурной схеме АСКУ ТЭЦ ВАЗ (рис. 2) датчики температуры (54 шт.), давления (53 шт.), перепада давления (12 шт.) и расходомеры типа УЗРВ-М (2 шт.) подключены к вычислителям ВТД (21 шт.) счетчиков типа СТД. В свою очередь, вычислители ВТД по интерфейсу RS-485 (15 линий) подключаются к вычислителю АСУТ-601.

Расходомеры фирмы «Взлет» (УРСВ-020 – 4 шт. и УРСВ-010 – 40 шт.) по интерфейсу RS-485 подключаются напрямую к вычислителю АСУТ-601. Общее число используемых интерфейсных каналов

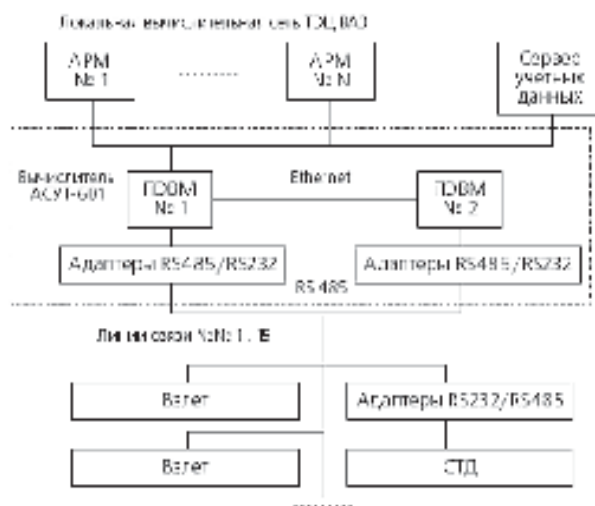


Рис. 2. Структурная схема комплекса технических средств АСКУ ТЭЦ ВАЗ

равно 15. При этом на один канал подключено до четырех СТД и до восьми расходомеров.

Вычислитель представляет собой двухмашинный комплекс промышленных ПЭВМ, работающих в режиме горячего резерва. ПЭВМ по одному каналу Ethernet связаны между собой, а по второму – с сервером учетных данных, включенным в станционную ЛВС.

Рабочие станции ЛВС позволяют читать, контролировать и документировать учетные данные. При этом защищенными данными от несанкционированного доступа являются данные, находящиеся в вычислителе АСКУ-601. Там есть возможность их проверить и получить необходимые документы.

Порядок придания АСКУ юридического статуса коммерческой системы

Придание АСКУ юридического статуса коммерческой системы состоит из совокупности мероприятий, осуществляемых на разных стадиях создания и внедрения системы. Формально должно быть выполнено следующее:

- согласование в Госэнергонадзоре рабочего проекта;
- оформление акта допуска в эксплуатацию узла учета тепловой энергии на источнике теплоты, который подписывается представителями Госэнергонадзора, источника теплоты и представителем тепловых сетей или потребителем и утверждается руководителем территориального подразделения Госэнергонадзора.

Рассмотрим более детально каждый из этих этапов.

Согласование технического задания. До разработки рабочего проекта, естественно, разрабатывается техническое задание. Формально его можно не согласовывать в Госэнергонадзоре. Однако практика показывает, что это делать целесообразно по нескольким соображениям.

Во-первых, полезным является критический взгляд энергонадзора на полноту исходных данных

с точки зрения учета всего многообразия режимов теплоснабжения в разные времена года.

Во-вторых, энергонадзор проверяет, соответствуют ли указанные в техническом задании требования к АСКУ требованиям действующих нормативных документов.

В-третьих, учитывая то, что в оформлении акта допуска участвуют тепловые сети или потребитель, энергонадзор обычно требует, чтобы техническое задание было согласовано с тепловыми сетями или с потребителем.

Таким образом, согласование технического задания с Госэнергонадзором облегчает в последующем разработку и согласование рабочего проекта как в техническом плане, так и во взаимоотношениях трех сторон: источника теплоты, тепловых сетей (потребителя) и Госэнергонадзора.

Относительно технического задания считаем необходимым высказать еще одно замечание. Для таких сложных объектов, как ТЭЦ ВАЗ, техническое задание на АСКУ должно включать отдельно оформленные технические задания на подсистемы, (например, сетевая вода, обессоленная вода, горводопроводная вода, природный газ и т. д.). Это полезно сделать потому, что по разным подсистемам ТЭЦ приходится согласовывать решения и строить финансовые взаимоотношения с разными организациями, в том числе и с контролирующими органами.

Согласование рабочего проекта. Для согласования рабочего проекта в органах Госэнергонадзора должны быть выполнены следующие главные требования:

- выбранные к применению теплосчетчики должны иметь положительное экспертное заключение Госэнергонадзора;
- АСКУ должна создаваться на базе внесенной в Государственный реестр средств измерений измерительно-вычислительной системы, имеющей положительное экспертное заключение Госэнергонадзора, или в рабочем проекте должно быть указано, что до оформления актов допуска АСКУ конкретного объекта будет индивидуально внесена в Государственный реестр средств измерений и на нее будет получено экспертное заключение в Госэнергонадзоре.

Разработка документа «Методика выполнения измерений». Рабочий проект должен пройти метрологическую экспертизу в органах Госстандарта. Результатом такой экспертизы является заключение о том, выполняются ли в рабочем проекте требования технического задания к метрологическим характеристикам каждого измерительного канала во всех режимах эксплуатации объекта.

Одной из основных форм проведения метрологической экспертизы рабочего проекта является разработка документа «Методика выполнения измерений» и его аттестация в органах Госстандарта. «Методика выполнения измерений» функционально



распадается на разделы, соответствующие каждой подсистеме, названной в техническом задании и в рабочем проекте.

Разработка документа «Методика поверки». В рабочем проекте должен быть документ «Методика поверки АСКУ», согласованный с органами Госстандарта. «Методика поверки» так же, как и «Методика выполнения измерений» должна состоять из разделов, соответствующих каждой подсистеме и на каждую подсистему оформляется самостоятельное свидетельство о поверке Госстандарта. Этот документ оформляется после проведения пусконаладочных работ по подсистеме в целом.

Монтажные работы. Во время проведения монтажных работ ТЭЦ совместно с органами Госстандарта осуществляет отдельные работы в соответствии с документом «Методика поверки». В частности, в актах скрытых работ фиксируются измерения внутренних диаметров измерительных участков трубопроводов, состоящие внутренней поверхности трубопровода, длины прямых участков и т. д. Без этих актов невозможно в последующем оформить свидетельство о поверке подсистемы.

Оформление свидетельств о поверке подсистем. После завершения пусконаладочных работ и обкатки подсистемы в реальных условиях эксплуатации на каждую подсистему АСКУ в соответствии с «Методикой поверки» оформляется свидетельство о поверке. При этом проверяется:

1. Наличие действующего клейма поверителя:
 - у вычислителя АСУТ-601;
 - у вычислителей ВТД в составе ПКУ;
 - у всех сужающих устройств и датчиков, входящих в ПКУ;
 - на схемах прямых участков до и после расходомеров.
2. Соответствие параметров трубопроводов, сужающих устройств, измеряемой среды и первичных преобразователей данным, введенным в вычислитель ВТД.
3. Проверка линий связи вычислителя АСУТ-601 с ВТД и с УРСВ.
4. Проверка расчета учетных параметров, относящихся к ПКУ в целом.

Оформление акта допуска в эксплуатацию. Завершающим этапом ввода в эксплуатацию АСКУ в части той или иной подсистемы является оформление акта допуска в эксплуатацию. Применительно к учету тепловой энергии и теплоносителей эта процедура достаточно подробно прописана в Правилах учета тепловой энергии и теплоносителя. Что же касается других подсистем, то акты можно оформлять подобным же образом, ограничиваясь подписями представителей поставщика и потребителя без участия контролирующих организаций.

Опыт выполнения монтажных, пусконаладочных работ и ввода АСКУ в эксплуатацию. Мы считаем полезным поделиться опытом выполнения монтажных, пусконаладочных работ и ввода в эксплу-

атацию для того, чтобы другие не совершали те же ошибки, которые допустили мы.

1. Подготовка измерительных участков и монтаж на них датчиков ультразвуковых расходомеров проводились на ТЭЦ на специальном производственном участке. При этом после завершения монтажа каждый измерительный участок расходомера ставился в вертикальное положение, заполнялся водой и фиксировались настройки при нулевом расходе. К сожалению, эта работа для накладных датчиков оказалась бесполезной, т. к. после установки измерительных участков в трубопровод при неоднократной наладке приходилось датчики устанавливать повторно.

2. Перед выполнением электромонтажных работ по прокладке кабелей выяснилось, что в рабочем проекте планы кабельных трасс прорисованы принципиально, т. е. показано, какие точки должны быть соединены. Применительно к АСКУ этого недостаточно и каждая трасса должна быть прорисована на плане с чертежами пересечений со всеми другими кабелями. По этой причине необходимо было доработать рабочий проект.

3. Как было сказано выше, ТЭЦ для технологических целей поставляет на ВАЗ сетевую горячую воду с температурой в прямом трубопроводе не ниже 140 °С, а в обратном трубопроводе – около 120 °С. В указанных условиях без переналадки накладные ультразвуковые расходомеры работали всего по несколько дней.

Надо отдать должное поставщикам приборов в том, что, увидев эту картину, они за свой счет заменили на двух магистралях накладные датчики врезными и выполнили необходимые монтажные работы. Врезные расходомеры в указанных условиях работают достаточно надежно, но, по-видимому, правильнее было бы установить не однолучевые, а двухлучевые расходомеры, что повысило бы их надежность.



4. При проектировании АСКУ было принято решение о том, что при измерении расхода воды расходомерами УРСВ-010 и УРСВ-020 в трубопроводах, где не бывает реверса потока, подключать эти приборы к ВТД по частотному выходному сигналу, а там, где реверс потока возможен, подключать напрямую к ПЭВМ, т.к. ВТД не умеет обрабатывать реверсивные потоки. Несколько месяцев опытной эксплуатации указанных решений показали, что стыковка УРСВ-010 и УРСВ-020 по частотному каналу с ВТД работает плохо: значения расхода меняются до 10% при устойчивых технологических режимах, но при этом на мониторе расходомера показания не меняется. Анализ этого явления с помощью осциллографа подтвердил изменение выходной частоты до 10% даже на стоячей воде.

Тогда было принято решение все расходомеры подключить напрямую к ПЭВМ по интерфейсу RS-485.

5. Еще один отрицательный опыт касается устойчивости передачи данных от расходомеров по интерфейсу RS-485. В документации на расходомеры отсутствуют указания проектировщикам о необходимости в определенных условиях устанавливать у каждого прибора дополнительное оборудование (согласующий блок).

Во время выполнения пусконаладочных работ пришлось корректировать проект, докупать и монтировать указанное оборудование. Это существенно увеличило срок выполнения пусконаладочных работ. При этом устойчивость связи существенно улучшилась.

6. Следующая трудность, с которой столкнулись при выполнении пусконаладочных работ, связана с недостаточной надежностью работы связи ПЭВМ с вычислителями типа ВТД. Так как в документации фирмы «Динфо» отсутствуют необходимые технические характеристики и алгоритмы цифрового интерфейса RS-485 и не у кого было получить консультации по этим вопросам, то связь приходилось отлаживать наугад, работая с вычислителем ВТД как с «черным ящиком». В конечном результате чтение из ВТД-данных, участвующих в коммерческом учете, осуществляется с необходимой надежностью. А чтение данных, необходимых для технологического контроля, к сожалению, до сих пор имеет дефект, который заключается в том, что по совершенно непонятным причинам иногда по отдельным параметрам может не быть ответа в течение нескольких минут. После чего доступ восстанавливается.

7. В пусконаладочных работах по вычислителю АСУТ-601 и по АСКУ в целом отметим следующее:

7.1. В отношении аппаратуры и программного обеспечения основные трудности заключались в комплексной наладке совместного функционирования 20 ВТД, 40 УРСВ-010 и 2 УРСВ-020, подключенных к двум промышленным компьютерам (основному и резервному), которые, в свою очередь,

связаны с общестанционным сервером учетных данных. Вне условий объекта такой полигон собрать невозможно и тем более – смоделировать реальные условия работы линий связи.

Сейчас весь комплекс работает устойчиво, и дальнейшие шаги направлены на повышение реактивности получения ответов на рабочих станциях и на совершенствование прикладного интерфейса.

7.2. Вторая трудность внедрения АСКУ относится к проблеме использования получаемых результатов для коммерческих расчетов с поставщиками и потребителями.

В таких подсистемах, как учет горводопроводной воды, кислорода, сжатого воздуха и пара, получаемые в АСКУ данные хорошо согласуются с режимами реального потребления.

Основные разногласия возникают по учету тепловой энергии и подпитки в магистралях с открытой схемой теплоснабжения. В основе этих разногласий лежит то, что по существующей технологической схеме невозможно организовать измерение расхода подпитки, поступающей в каждую магистраль, т.к. подпитка коллекторная. Приходится определять расход подпитки как разность расходов в подающем и обратном трубопроводах. А при допустимой относительной погрешности расходомеров в подающем и обратном трубопроводах в 2% расход подпитки за небольшие промежутки времени (час, сутки) определяется с большой погрешностью. За месяц эта погрешность существенно уменьшается. По-видимому, на ближайшие годы никакого «приборного» решения этой задачи не будет, и необходимо узаконить договорные решения о распределении суммарной измеренной подпитки на источнике тепла между всеми потребителями, в том числе и на нужды самого источника тепла.

Выводы

В завершение сделаем несколько обобщающих замечаний.

1. Внедрение современных АСКУ существенно повышает оперативность получения результатов учета использованных и отпущенных энергоносителей и энергии за прошедшие сутки и за прошедшую часть месяца.

2. Используемые в АСКУ датчики технологических параметров (около 150 шт.) имеют двойное назначение: для целей коммерческого учета и для технологического контроля. К обновлению информации на экране монитора для этих двух целей предъявляются существенно разные требования. Если для целей коммерческого учета минимальным контролируемым временным интервалом является час, то для целей технологического контроля, в частности для контроля за давлением, интервал обновления должен составлять несколько секунд. К сожалению, все современные теплосчетчики, в том числе и СТД, не позволяют иметь необходимую оперативность сбора данных. Устанавливать же для этих целей дополнительно специальные контрол-

леры и тем более ставить дублирующие датчики нецелесообразно. Просто до сих пор приборостроители не учитывали указанную специфику АСКУ на ТЭЦ.

3. Опыт установки новых измерительных участков для ультразвуковых расходомеров на трубах больших диаметров подтвердил недопустимость врезки датчиков в действующие трубопроводы, т.к. практически во всех трубопроводах на внутренней поверхности наблюдались шероховатости до 15–20 мм высотой.

4. Накладные датчики ультразвуковых расходомеров работают на сетевых трубопроводах недостаточно надежно и их применение нежелательно.

5. Протоколы связи теплосчетчиков и счетчиков-расходомеров с ПЭВМ по интерфейсу RS-485 не унифицированы. При этом отсутствует унификация не только между приборами разных фирм, но и между приборами одной фирмы.

6. Практика подтверждает, что при коллекторных схемах подачи подпитки не только в закрытых, но и в открытых системах теплоснабжения, нежелательно определять расход подпитки, поступающей в одну магистраль и даже на группу магистралей, по разнице расходов в подающих и обратных трубопроводах, т.к. в этом случае трудно обеспечить необходимую точность измерений. Но, к сожалению, другие узаконенные методы отсутствуют.

Технические характеристики АСКУ ТЭЦ ВАЗ

1. Состав энергоносителей, поставщиков и потребителей

1.1. По подсистемам

Наименование энергоносителя	Кол-во трубопроводов	Поставщик	Потребитель
Питьевая вода	3	ВАЗ	ТЭЦ ВАЗ
Добавочная вода	4	ВАЗ	ТЭЦ ВАЗ
Перегретый пар	3	ТЭЦ ВАЗ	ВАЗ (2) ТЕВИС (1)
Обессоленная вода	1	ТЭЦ ВАЗ	ВАЗ (технология)
Сетевая вода на технологию	4	ТЭЦ ВАЗ	ВАЗ (технология)
Сетевая вода на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение (о - в - гвс) ВАЗа	6	ТЭЦ ВАЗ	ВАЗ
Сетевая вода на о - в - гвс города и ПКЗ (ТЕВИС)	10	ТЭЦ ВАЗ	ТЕВИС (город)
Сетевая вода на о - в - гвс тепличного комбината с/х «Овощевод»	4	ТЭЦ ВАЗ	Тепличный комбинат (ТК)
Сетевая вода на собственные нужды	6	ТЭЦ ВАЗ	ТЭЦ ВАЗ
Природный газ	2	«Самарарегионгаз»	ТЭЦ ВАЗ
Кислород	1	ВАЗ	ТЭЦ ВАЗ
Сжатый воздух	1	ВАЗ	ТЭЦ ВАЗ
Всего подсистем: 12	Всего трубопроводов: 45		

1.2. По магистралям

Кол-во магистралей	Перечень магистралей	Потребитель
2	Т-1;Т-2	ВАЗ (технология)
3	3-1;3-2;ПТО	ВАЗ
5	Г-1;Г-2;Г-3;Г-4;ПКЗ	ТЕВИС
1	ТК	ТК
3	Х-1;Х-2;Х-3	Собственные нужды ТЭЦ ВАЗ
Всего магистралей: 14		

1.3. По реверсивным трубопроводам

Характеристика реверса	Кол-во трубопроводов	Примечание
Сезонный	12	Обратные трубопроводы магистралей сетевой воды
В течение суток	8	Трубопроводы подпиточной воды, питьевой воды ГВП-1 и ГВП-2 и подающие трубопроводы ПТК-2 и ПТК-3

2. Характеристики ИВС

2.1. Датчики

Измеряемый параметр	Тип датчика	Кол-во	Примечание
Температура	ТПТ-1-3-100	18	На индивидуальных трубопроводах. Подключаются к СТД
	Комплект КТПТР-01-1	14	На подающих и обратных трубопроводах. Подключаются к СТД
	ТСМ-100М	8	На трубопроводах холодной воды и наружного воздуха. Подключаются к СТД
Давление (абсолютное)	МИДА-ДА-13П	51	На трубопроводах воды, пара, кислорода и сжатого воздуха; барометрическое давление. Подключаются к СТД
	МИДА-ДА-13ПЕх	2	На газопроводах ПГ. Подключаются к СТД
Перепад давления	Метран-43Ф-ДД	8	На трубопроводах кислорода и сжатого воздуха. Подключаются к СТД
	Метран-43ФЕх-ДД	4	На газопроводах ПГ. Подключаются к СТД
Расходомер	УЗР-В-М («Акустрон»)	2	Подключаются к СТД
Счетчик-расходомер	УРСВ-020 («Взлет-МР»)	4	Подключаются к вычислителю АСУТ-601
Счетчик-расходомер	УРСВ-010 («Взлет-РС»)	40	Подключаются к вычислителю АСУТ-601
Всего датчиков: 151			

2.2. Теплосчетчики, счетчики газа

- Тип: теплосчетчик и счетчик газа СТД.
- Количество: 21.
- Подключаются к вычислителю АСУТ-601.

2.3. Вычислитель АСУТ-601

- Промышленные ПЭВМ: два комплекта в режиме нагруженного (горячего) резервирования.
- Количество используемых линий RS485: 15.
- Запись информации: на сервер учетных данных.

3. Информационные характеристики

Наименование	Кол-во
Документы	
Итоговые документы за календарный месяц	8
Итоговые документы за расчетный месяц	1
Документы по подсистемам и по потребителям:	
по часам за сутки	8
по суткам за месяц	9
Документы по магистралям:	
по часам за сутки	14
по суткам за месяц	15
Документы по трубопроводам:	
текущие значения	1
за 1 ч по всем трубопроводам	1
за 1 сут. по всем трубопроводам	1
по часам за сутки	44
по суткам за месяц	45
Текущие тотальные значения счетчиков и теплосчетчиков	1
Нештатные ситуации	1
Состояние таймеров счетчиков и теплосчетчиков	1
Протоколирование расчетов за выбранный час	1
Видеокадры	
Обзорные кадры	2
Группы графиков (текущих значений параметров, минутных, часовых и суточных)	31
Мнемосхемы (текущие значения, часовые и суточные)	9





ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛОМ МАШИН И АППАРАТОВ И ЗАЩИТА ИХ ОТ ВЛИЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Имеются различные исполнения машин и аппаратов по степени защиты и среди них выбирают такие исполнения, которые были бы безопасны и надежно работали в данных условиях. Степень защиты указывается в технической документации и в паспорте, укрепляемом на машине или аппарате.

Классы электротехнических изделий по способу защиты человека представлены в табл. 1.6.

Характеристики степеней защиты оболочек электрооборудования напряжением до 1000 В от поражения персонала и от влияния внешней среды приведены в табл. 1.7.

Обозначения степеней защиты оболочек аппаратов показаны в табл. 1.8.

Степени защиты электрических

Таблица 1. 6
КЛАССЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ ПО СПОСОБУ ЗАЩИТЫ ЧЕЛОВЕКА ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ

Класс изделия	Характеристика изделия
0	Имеет рабочую изоляцию и не имеет элементов для заземления
0I	Имеет рабочую изоляцию, элемент для заземления и провод без заземляющей жилы для присоединения к источнику питания
I	Имеет рабочую изоляцию и элемент заземления
II	Имеет двойную или усиленную изоляцию и не имеет элементов для заземления
III	Не имеет внутренних и внешних электрических цепей с напряжением выше 42 В

Таблица 1.7
ХАРАКТЕРИСТИКИ СТЕПЕНЕЙ ЗАЩИТЫ ОБОЛОЧЕК
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НАПЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Степень защиты	Характеристики оболочки (по ГОСТ 14254-96)	Обозначение степени защиты
И	Изоляция полностью закрыта	Изоляция полностью закрыта
1	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не должна превышать 95% при 23°C).	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).
2	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).
3	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).
4	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).
5	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).
6	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).
7	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).
8	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).
9	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).	Защита от попадания пыли (пыль не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания воды (вода не должна проникать в количестве, достаточном для образования электрической цепи). Защита от попадания влаги (влажность не превышает 95% при 23°C).

ких машин показаны в табл. 1.9.

Условное обозначение степени защиты содержит следующие данные в указанной последовательности: а) IP – первые буквы английских слов International Protection, означающие защиту по международным нормам; б) первая цифра указывает степень защиты от соприкосновения и попадания посторонних тел; в) вторая цифра указывает степень защиты от проникновения воды.

Способ охлаждения электрической машины обозначается символом IC (первые буквы слов International Cooling, означающих охлаждение по международным нормам), и цифрами.

Электрические машины со степенями защиты IP54 и IP44 выпускаются со способом охлаждения IC0141. Первые две цифры (01) определяют, что внешняя поверхность машины обдувается вентилятором, насаженным на вал машины и охлаждающим машину окружающим воздухом через ее оболочку.

Следующие две цифры (41) относятся к внутренней части машины и означают, что воздух внутри машины приводится в движение самим ротором или дополнительным внутренним вентилятором и тепло внутри машины передается окружающей среде через поверхность станины, которая может быть гладкой или с ребрами.

Способ охлаждения IC0041 отличается от предыдущего отсутствием внешнего вентилятора.

При способе охлаждения IC0151 обмен теплотой между воздухом внутри и вне машины происходит с помощью встроенного охладителя.

Способ охлаждения IC01 имеют машины в исполнении IP23.

Электрооборудование обычно предназначается для работы на высоте над уровнем моря до 1000 м при температуре внешней среды не выше +40 °С и не ниже – 45 °С.

Установлены следующие категории мест размещения электрооборудования при эксплуатации:

1-я – на открытом воздухе, где они подвергаются воздействию всех природных факторов;

2-я – помещения, в которых отсутствует прямое воздействие атмосферных осадков и солнечных лучей (навесы, палатки и т. д.);

3-я – закрытые помещения с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности воздуха, солнечного света, воздействие песка и пыли меньше, чем на открытом воздухе (неотапливаемые помещения);

4-я – помещения с искусственно регулируемыми климатическими условиями (производственные помещения закрытые отапливаемые и вентилируемые);

5-я – помещения с повышенной влажностью, в которых возможно длительное нахождение воды или конденсированной влаги, например, неотапливаемые и невентилируемые помещения под землей, в том числе шахты и подвалы.

Электрооборудование по условиям окружающей среды может иметь следующие исполнения:

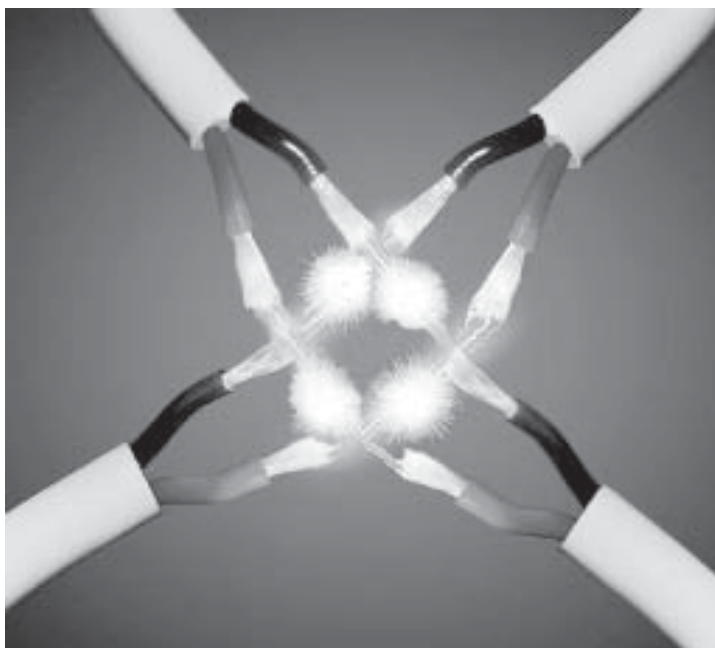
- для умеренного климата У1-У5;
- для холодного и умеренно-холодного климата ХЛ1-ХЛ5;
- УХЛ1-УХЛ5;
- для тропического климата Т1-Т5.

Таблица 1.8
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ СТЕПЕНЕЙ ЗАЩИТЫ ОБОЛОЧЕК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ, ДО 1000 В

Степень защиты от воздействия пыли и попадания посторонних тел	Степень защиты от проникновения воды								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
0	IP00								
1	IP10	IP11	IP12						
2	IP20	IP21	IP22	IP23					
3	IP30	IP31	IP32	IP33	IP34				
4	IP40	IP41	IP42	IP43	IP44				
5	IP50	IP51			IP54	IP55	IP56		
6	IP60					IP65	IP66	IP67	IP68

Таблица 1.9
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ СТЕПЕНЕЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Степень защиты от воздействия пыли и попадания посторонних тел	Степень защиты от проникновения воды								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
0	IP00	IP01							
1	IP10	IP11	IP12	IP13					
2	IP20	IP21	IP22	IP23					
3									
4				IP43	IP44				
5					IP54	IP55	IP56		
6									





МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ
от 30 июня 2003 г. № 261

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ИНСТРУКЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ И ИСПЫТАНИЮ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Приказываю:
утвердить прилагаемую Инструкцию по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках.

Министр
И.Х.ЮСУФОВ

Утверждена
приказом Минэнерго России
от 30 июня 2003 г. № 261

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ И ИСПЫТАНИЮ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Инструкция содержит классификацию и перечень средств защиты для работ в электроустановках, требования к их испытаниям, содержанию и применению.

В Инструкции приведены нормы и методики эксплуатационных, приемосдаточных и типовых испытаний средств защиты, порядок и нормы комплектования средствами защиты электроустановок и производственных бригад.

Инструкция утверждена приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 261 для руководителей, специалистов и рабочих, организующих и (или) выполняющих работы в электроустановках, а также специалистов, занятых разработкой средств защиты.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящее издание «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» (далее – Инструкция) внесены изменения и дополнения, учитывающие процесс внедрения современных средств защиты, изменяющиеся требования стандартов на конкретные виды средств защиты, а также результаты анализа опыта их эксплуатации и испытаний.

Переработаны разделы, посвященные конкретным средствам защиты с учетом обновления номенклатуры выпускаемых изделий. В частности, значительные изменения внесены в разделы, посвященные указателям и сигнализаторам напряжения, откорректированы нормы электрических испытаний рабочих частей указателей.

Существенно переработан раздел «Заземления переносные». Требования к проводам переносных заземлений и методика выбора их сечений в эксплуатации уточнены и приближены к требованиям европейских государств и приведены в соответствии с действующими стандартами России. Уточнен ряд требований к штангам переносных заземлений в связи с тенденцией использования в распределительных электросетях методов установки заземлений без подъема персонала на опоры воздушных линий электропередачи.

В перечень средств защиты включены комплекты для защиты от электрической дуги, расширена номенклатура средств защиты лица и глаз, органов дыхания, введены стационарные сигнализаторы напряжения, лестницы приставные и стремянки изолирующие стеклопластиковые. В то же время из перечня исключен ряд изделий, не нашедших широкого применения (указатель повреждения кабелей, устройство определения разности напряжений в транзите).

Порядок построения и изложения Инструкции по возможности сохранен в 9-м изд. Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним, за исключением того, что все нормы и сроки эксплуатационных электрических испытаний из основного текста исключены, а приводятся только в приложениях.

Перечень приложений в целом сокращен, однако при этом дополнен перечнем использованных при составлении Инструкции нормативных документов и государственных стандартов.

С выходом настоящего издания Инструкции утрачивает силу 9-е изд. Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним (М.: Главгосэнергонадзор, 1993).

Инструкция разработана ООО «Электротехника&Композиты»,

Р (Электроком), СКТБ ВКТ – филиалом ОАО «Мосэнерго» при активном участии специалистов Госэнергонадзора Министерства энергетики Российской Федерации, Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей РАО «ЕЭС России». При разработке были учтены многочисленные замечания и предложения пользователей Инструкции.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Назначение и область применения Инструкции

1.1.1. Настоящая Инструкция распространяется на средства защиты, используемые в электроустановках организаций, независимо от форм собственности и организационно-правовых форм, индивидуальных предпринимателей, а также граждан – владельцев электроустановок напряжением выше 1000 В и устанавливает классификацию и перечень средств защиты, объем, методики и нормы испытаний, порядок пользования ими и содержания их, а также нормы комплектования средствами защиты электроустановок и производственных бригад.

1.1.2. Основные термины и их определения, принятые в Инструкции, приведены в табл. 1.1.

Инструкции по охране труда на рабочих местах должны быть приведены в соответствие с настоящей Инструкцией.

1.1.3. Средства защиты, используемые в электроустановках, должны удовлетворять требованиям, соответствующим государственному стандарту и настоящей Инструкции.

1.1.4. При работе в электроустановках используются:

– средства защиты от поражения электрическим током (электрозащитные средства);

– средства защиты от электрических полей повышенной напряженности коллективные и индивидуальные (в электроустановках напряжением 330 кВ и выше);

– средства индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с государственным стандартом (средства защиты головы, глаз и лица, рук, органов дыхания, от падения с высоты, одежда специальная защитная).

1.1.5. К электрозащитным средствам относятся:

– изолирующие штанги всех видов;

– изолирующие клещи;

– указатели напряжения;

– сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные и стационарные;

– устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испы-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 1.1

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ, ПРИНЯТЫЕ В ИНСТРУКЦИИ, И ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термин	Определение
Средство защиты работающего	Средство, предназначенное для предотвращения или уменьшения воздействия на работающего опасных и (или) вредных производственных факторов
Средство коллективной защиты	Средство защиты, конструктивно и (или) функционально связанное с производственным процессом, производственным оборудованием, помещением, зданием, сооружением, производственной площадкой
Средство индивидуальной защиты	Средство защиты, используемое одним человеком
Электрозащитное средство	Средство защиты от поражения электрическим током, предназначенное для обеспечения электробезопасности
Основное изолирующее электрозащитное средство	Изолирующее электрозащитное средство, изоляция которого длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которое позволяет работать на токоведущих частях, находящихся под напряжением
Дополнительное изолирующее электрозащитное средство	Изолирующее электрозащитное средство, которое само по себе не может при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электрическим током, но дополняет основное средство защиты, а также служит для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага
Напряжение прикосновения	Напряжение между двумя проводящими частями или между проводящей частью и землей при одновременном прикосновении к ним человека
Напряжение шага	Напряжение между двумя точками на поверхности земли, на расстоянии 1 м одна от другой, которое принимается равным длине шага человека
Безопасное расстояние	Наименьшее допустимое расстояние между работающим и источником опасности, необходимое для обеспечения безопасности работающего
Указатель напряжения	Устройство для определения наличия или отсутствия напряжения на токоведущих частях электроустановок
Сигнализатор наличия напряжения	Устройство для предупреждения персонала о нахождении в потенциально опасной зоне из-за приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на опасное расстояние или для предварительной (ориентировочной) оценки наличия напряжения на токоведущих частях электроустановок при расстояниях между ними и работающим, значительно превышающих безопасные
Работа без снятия напряжения	Работа, выполняемая с прикосновением к токоведущим частям, находящимся под напряжением (рабочим или наведенным), или на расстояниях от этих токоведущих частей менее допустимых
Зона влияния электрического поля	Пространство, в котором напряженность электрического поля промышленной частоты превышает 5 кВ/м

таниях в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные, устройства для прокола кабеля);

- диэлектрические перчатки, галоши, боты;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;

- защитные ограждения (щиты и ширмы);
- изолирующие накладки и колпаки;
- ручной изолирующий инструмент;
- переносные заземления;
- плакаты и знаки безопасности;
- специальные средства защиты, устройства и приспособления изолирующие для работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше;

- гибкие изолирующие покрытия и накладки для работ под напряжением в электроустановках напряжением до 1000 В;

- лестницы приставные и стремянки изолирующие стеклопластиковые.

1.1.6. Изолирующие электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные.

К основным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением выше 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные, устройства для прокола кабеля и т.п.);

- специальные средства защиты, устройства и приспособления изолирующие для работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше (кроме штанг для переноса и выравнивания потенциала).

К дополнительным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением выше 1000 В относятся:

- диэлектрические перчатки и боты;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;

- изолирующие колпаки и накладки;
- штанги для переноса и выравнивания потенциала;

- лестницы приставные, стремянки изолирующие стеклопластиковые.

К основным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;

- электроизмерительные клещи;
- диэлектрические перчатки;
- ручной изолирующий инструмент.

К дополнительным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

- диэлектрические галоши;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;

- изолирующие колпаки, покрытия и накладки;

- лестницы приставные, стремянки изолирующие стеклопластиковые.

1.1.7. К средствам защиты от электрических полей повышенной напряженности относятся комплекты индивидуальные экранирующие для работ на потенциале провода воздушной линии электропередачи (ВЛ) и на потенциале земли в открытом распределительном устройстве (ОРУ) и на ВЛ, а также съемные и переносные экранирующие устройства и плакаты безопасности.

1.1.8. Кроме перечисленных средств защиты в электроустановках применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- средства защиты головы (каска защитные);
- средства защиты глаз и лица (очки и щитки защитные);

- средства защиты органов дыхания (противогазы и респираторы);

- средства защиты рук (рукавицы);

- средства защиты от падения с высоты (пояса предохранительные и канаты страховочные);

- одежда специальная защитная (комплекты для защиты от электрической дуги).

1.1.9. Выбор необходимых электрозащитных средств, средств защиты от электрических полей повышенной напряженности и средств индивидуальной защиты регламентируется настоящей Инструкцией, Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок, санитарными нормами и правилами выполнения работ в условиях воздействия электрических полей промышленной частоты, руководящими указаниями по защите персонала от воздействия электрического поля и другими соответствующими нормативно-техническими документами с учетом местных условий.

При выборе конкретных видов СИЗ следует пользоваться соответствующими каталогами и рекомендациями по их применению.

1.1.10. При использовании основных изолирующих электрозащитных средств достаточно применения одного дополнительного, за исключением особо оговоренных случаев.

При необходимости защитить работающего от напряжения шага диэлектрические боты или гало-

ши могут использоваться без основных средств защиты.

1.2. Порядок и общие правила пользования средствами защиты

1.2.1. Персонал, проводящий работы в электроустановках, должен быть обеспечен всеми необходимыми средствами защиты, обучен правилам применения и обязан пользоваться ими для обеспечения безопасности работ.

Средства защиты должны находиться в качестве инвентарных в помещениях электроустановок или входить в инвентарное имущество выездных бригад. Средства защиты могут также выдаваться для индивидуального пользования.

1.2.2. При работах следует использовать только средства защиты, имеющие маркировку с указанием завода-изготовителя, наименования или типа изделия и года выпуска, а также штамп об испытании.

1.2.3. Инвентарные средства защиты распределяются между объектами (электроустановками) и между выездными бригадами в соответствии с системой организации эксплуатации, местными условиями и нормами комплектования (Приложение 8).

Такое распределение с указанием мест хранения средств защиты должно быть зафиксировано в перечнях, утвержденных техническим руководителем организации или работником, ответственным за электрохозяйство.

1.2.4. При обнаружении непригодности средств защиты они подлежат изъятию. Об изъятии непригодных средств защиты должна быть сделана запись в журнале учета и содержания средств защиты (рекомендуемая форма приведена в Приложении 1) или в оперативной документации.

1.2.5. Работники, получившие средства защиты в индивидуальное пользование, отвечают за их правильную эксплуатацию и своевременный контроль за их состоянием.

1.2.6. Изолирующими электрозащитными средствами следует пользоваться только по их прямому назначению в электроустановках напряжением не выше того, на которое они рассчитаны (наибольшее допустимое рабочее напряжение), в соответствии с руководствами по эксплуатации, инструкциями, паспортами и т.п. на конкретные средства защиты.

1.2.7. Изолирующие электрозащитные средства рассчитаны на применение в закрытых электроустановках, а в открытых электроустановках – только в сухую погоду. В изморось и при осадках пользоваться ими не допускается.

На открытом воздухе в сырую погоду могут применяться только средства защиты специальной конструкции, предназначенные для работы в таких условиях. Такие средства защиты изготавливаются, испытываются и используются в соответствии с техническими условиями и инструкциями.

1.2.8. Перед каждым применением средства защиты персонал обязан проверить его исправность, отсутствие внешних повреждений и загрязнений, а также проверить по штампу срок годности.

Не допускается пользоваться средствами защиты с истекшим сроком годности.

1.2.9. При использовании электрозащитных средств не допускается прикасаться к их рабочей части, а также к изолирующей части за ограничительным кольцом или упором.

1.3. Порядок хранения средств защиты

1.3.1. Средства защиты необходимо хранить и перевозить в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они должны быть защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения.

1.3.2. Средства защиты необходимо хранить в закрытых помещениях.

1.3.3. Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, следует хранить в шкафах, на стеллажах, полках отдельно от инструмента и других средств защиты. Они должны быть защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов (не ближе 1 м от них).

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, нельзя хранить внавал в мешках, ящиках и т.п.

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в складском запасе, необходимо хранить в сухом помещении при температуре (0 – 30) °С.

1.3.4. Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В следует хранить в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

1.3.5. Средства защиты органов дыхания необходимо хранить в сухих помещениях в специальных сумках.

1.3.6. Средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для работ под напряжением следует содержать в сухом проветриваемом помещении.

1.3.7. Экранирующие средства защиты должны храниться отдельно от электрозащитных.

Индивидуальные экранирующие комплекты хранят в специальных шкафах: спецодежду – на вешалках, а спецобувь, средства защиты головы, лица и рук – на полках. При хранении они должны быть защищены от воздействия влаги и агрессивных сред.

1.3.8. Средства защиты, находящиеся в пользовании выездных бригад или в индивидуальном пользовании персонала, необходимо хранить в ящиках, сумках или чехлах отдельно от прочего инструмента.

1.3.9. Средства защиты размещают в специально оборудованных местах, как правило, у входа в помещение, а также на щитах управления. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты. Места хранения должны быть оборудованы крючками или кронштейнами для штанг, клещей изолирующих, переносных заземлений, плакатов безопасности, а также шкафами, стеллажами и т.п. для прочих средств защиты.

1.4. Учет средств защиты и контроль за их состоянием

1.4.1. Все находящиеся в эксплуатации электрозащитные средства и средства индивидуальной защиты должны быть пронумерованы, за исключением касок защитных, диэлектрических ковров, изолирующих подставок, плакатов безопасности, защитных ограждений, штанг для переноса и выравнивания потенциала. Допускается использование заводских номеров.

Нумерация устанавливается отдельно для каждого вида средств защиты с учетом принятой системы организации эксплуатации и местных условий.

Инвентарный номер наносят, как правило, непосредственно на средство защиты краской или выбивают на металлических деталях. Возможно также нанесение номера на прикрепленную к средству защиты специальную бирку.

Если средство защиты состоит из нескольких частей, общий для него номер необходимо ставить на каждой части.

1.4.2. В подразделениях предприятий и организаций необходимо вести журналы учета и содержания средств защиты.

Средства защиты, выданные в индивидуальное пользование, также должны быть зарегистрированы в журнале.

1.4.3. Наличие и состояние средств защиты проверяется периодическим осмотром, который проводится не реже 1 раза в 6 мес. (для переносных заземлений – не реже 1 раза в 3 мес.) работником, ответственным за их состояние, с записью результатов осмотра в журнал.

1.4.4. Электрозащитные средства, кроме изолирующих подставок, диэлектрических ковров, переносных заземлений, защитных ограждений, плакатов и знаков безопасности, а также предохранительные монтерские пояса и страховочные канаты, полученные для эксплуатации от заводоизготовителей или со складов, должны быть проверены по нормам эксплуатационных испытаний.

1.4.5. На выдержавшие испытания средства защиты, применение которых зависит от напряжения электроустановки, ставится штамп следующей формы:

№ _____
Годно до _____ кВ
Дата следующего испытания
«__» _____ 20__ г.

(наименование лаборатории)

На средства защиты, применение которых не зависит от напряжения электроустановки (диэлектрические перчатки, галоши, боты и т.п.), ставится штамп следующей формы:

№ _____
Дата следующего испытания
«__» _____ 20__ г.

(наименование лаборатории)

Штамп должен быть отчетливо виден. Он должен наноситься несмываемой краской или наклеиваться на изолирующей части около ограничительного кольца изолирующих электрозащитных средств и устройств для работы под напряжением или у края резиновых изделий и предохранительных приспособлений. Если средство защиты состоит из нескольких частей, штамп ставят только на одной части. Способ нанесения штампа и его размеры не должны ухудшать изоляционных характеристик средств защиты.

При испытаниях диэлектрических перчаток, бот и галош должна быть произведена маркировка по их защитным свойствам ЭВ и ЭН, если заводская маркировка утрачена.

На средствах защиты, не выдержавших испытания, штамп должен быть перечеркнут краской.

Изолированный инструмент, указатели напряжения до 1000 В, а также предохранительные пояса и страховочные канаты разрешается маркировать доступными средствами.

1.4.6. Результаты эксплуатационных испытаний

средств защиты регистрируются в специальных журналах (рекомендуемая форма приведена в Приложении 2). На средства защиты, принадлежащие сторонним организациям, кроме того, должны оформляться протоколы испытаний (рекомендуемая форма приведена в Приложении 3).

1.5. Общие правила испытаний средств защиты

1.5.1. Приемочные, периодические и типовые испытания проводятся на предприятии-изготовителе по нормам, приведенным в Приложениях 4 и 5, и методикам, изложенным в соответствующих стандартах или технических условиях.

1.5.2. В эксплуатации средства защиты подвергаются эксплуатационным очередным и внеочередным испытаниям (после падения, ремонта, замены каких-либо деталей, при наличии признаков неисправности). Нормы эксплуатационных испытаний и сроки их проведения приведены в Приложениях 6 и 7.

1.5.3. Испытания проводятся по утвержденным методикам (инструкциям).

Механические испытания проводят перед электрическими.

1.5.4. Все испытания средств защиты должны проводиться специально обученными и аттестованными работниками.

1.5.5. Каждое средство защиты перед испытанием должно быть тщательно осмотрено с целью проверки наличия маркировки изготовителя, номера, комплектности, отсутствия механических повреждений, состояния изоляционных поверхностей (для изолирующих средств защиты). При несоответствии средства защиты требованиям настоящей Инструкции испытания не проводят до устранения выявленных недостатков.

1.5.6. Электрические испытания следует проводить переменным током промышленной частоты, как правило, при температуре плюс (25 + ... - 15) °С.

Электрические испытания изолирующих штанг, указателей напряжения, указателей напряжения для проверки совпадения фаз, изолирующих и электроизмерительных клещей следует начинать с проверки электрической прочности изоляции.

Скорость подъема напряжения до 1/3 испытательного может быть произвольной (напряжение, равное указанному, может быть приложено толчком), дальнейшее повышение напряжения должно быть плавным и быстрым, но позволяющим при напряжении более 3/4 испытательного считывать показания измерительного прибора. После достижения нормированного значения и выдержки при

этом значении в течение нормированного времени напряжение должно быть плавно и быстро снижено до нуля или до значения не выше 1/3 испытательного напряжения, после чего напряжение отключается.

1.5.7. Испытательное напряжение прикладывается к изолирующей части средства защиты. При отсутствии соответствующего источника напряжения для испытания целиком изолирующих штанг, изолирующих частей указателей напряжения и указателей напряжения для проверки совпадения фаз и т.п. допускается испытание их по частям. При этом изолирующая часть делится на участки, к которым прикладывается часть нормированного полного испытательного напряжения, пропорциональная длине участка и увеличенная на 20%.

1.5.8. Основные изолирующие электрозащитные средства, предназначенные для электроустановок напряжением выше 1 до 35 кВ включительно, испытываются напряжением, равным 3-кратному линейному, но не ниже 40 кВ, а предназначенные для электроустановок напряжением 110 кВ и выше – равным 3-кратному фазному.

Дополнительные изолирующие электрозащитные средства испытываются напряжением по нормам, указанным в Приложениях 5 и 7.

1.5.9. Длительность приложения полного испытательного напряжения, как правило, составляет 1 мин для изолирующих средств защиты до 1000 В и для изоляции из эластичных материалов и фарфора и 5 мин – для изоляции из слоистых диэлектриков.

Для конкретных средств защиты и рабочих частей длительность приложения испытательного напряжения приведена в Приложениях 5 и 7.

1.5.10. Токи, протекающие через изоляцию изделий, нормируются для электрозащитных средств из резины и эластичных полимерных материалов и изолирующих устройств для работ под напряжением. Нормируются также рабочие токи, протекающие через указатели напряжения до 1000 В.

Значения токов приведены в Приложениях 5 и 7.

1.5.11. Пробой, перекрытие и разряды по поверхности определяются по отключению испытательной установки в процессе испытаний, по показаниям измерительных приборов и визуально.

1.5.12. Электрозащитные средства из твердых материалов сразу после испытания следует проверить ощупыванием на отсутствие местных нагревов из-за диэлектрических потерь.

1.5.13. При возникновении пробоя, перекрытия или разрядов по поверхности, увеличении тока через изделие выше нормированного значения, наличии местных нагревов средство защиты бракуется.

2. ЭЛЕКТРОЗАЩИТНЫЕ СРЕДСТВА

2.1. Общие положения

2.1.1. Изолирующая часть электрозащитных средств, содержащих диэлектрические штанги или рукоятки, должна ограничиваться кольцом или упором из электроизоляционного материала со стороны рукоятки.

У электрозащитных средств для электроустановок выше 1000 В высота ограничительного кольца или упора должна быть не менее 5 мм.

У электрозащитных средств для электроустановок до 1000 В (кроме изолированного инструмента) высота ограничительного кольца или упора должна быть не менее 3 мм.

При использовании электрозащитных средств запрещается прикасаться к их рабочей части, а также к изолирующей части за ограничительным кольцом или упором.

2.1.2. Изолирующие части электрозащитных средств должны быть выполнены из электроизоляционных материалов, не поглощающих влагу, с устойчивыми диэлектрическими и механическими свойствами.

Поверхности изолирующих частей должны быть гладкими, без трещин, расслоений и царапин.

Применение бумажно-бакелитовых трубок для изготовления изолирующих частей не допускается.

2.1.3. Конструкция электрозащитных средств должна предотвращать попадание внутрь пыли и влаги или предусматривать возможность их очистки.

2.1.4. Конструкция рабочей части изолирующего средства защиты (изолирующие штанги, клещи, указатели напряжения и т.п.) не должна допускать возможность междуфазного короткого замыкания или замыкания фазы на землю.

2.1.5. В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться изолирующими штангами, клещами и указателями напряжения следует в диэлектрических перчатках.

2.2. Штанги изолирующие

Назначение и конструкция

2.2.1. Штанги изолирующие предназначены для оперативной работы (операции с разъединителями, смена предохранителей, установка деталей разрядников и т.п.), измерений (проверка изоляции на линиях электропередачи и подстанциях), для наложения переносных заземлений, а также для освобождения пострадавшего от электрического тока.

2.2.2. Общие технические требования к штангам изолирующим оперативным и штангам переносных заземлений приведены в государственном стандарте.

2.2.3. Штанги должны состоять из трех основных частей: рабочей, изолирующей и рукоятки.

2.2.4. Штанги могут быть составными из нескольких звеньев. Для соединения звеньев между собой могут применяться детали, изготовленные из металла или изоляционного материала. Допускается применение телескопической конструкции, при этом должна быть обеспечена надежная фиксация звеньев в местах их соединений.

2.2.5. Рукоятка штанги может представлять с изолирующей частью одно целое или быть отдельным звеном.

2.2.6. Изолирующая часть штанг должна изготавливаться из материалов, указанных в п. 2.1.2.

2.2.7. Оперативные штанги могут иметь сменные головки (рабочие части) для выполнения различных операций. При этом должно быть обеспечено их надежное закрепление.

2.2.8. Конструкция штанг переносных заземлений должна обеспечивать их надежное разъемное или неразъемное соединение с зажимами заземления, установку этих зажимов на токоведущие части электроустановок и последующее их закрепление, а также снятие с токоведущих частей.

Составные штанги переносных заземлений для электроустановок напряжением 110 кВ и выше, а также для наложения переносных заземлений на провода ВЛ без подъема на опоры могут содержать металлические токоведущие звенья при наличии изолирующей части с рукояткой.

2.2.9. Для промежуточных опор воздушных линий электропередачи напряжением 500 – 1150 кВ конструкция заземления может содержать вместо штанги изолирующий гибкий элемент, который должен изготавливаться, как правило, из синтетических материалов (полипропилен, капрон и т.п.).

2.2.10. Конструкция и масса штанг оперативных, измерительных и для освобождения пострадавшего от электрического тока на напряжение до 330 кВ должны обеспечивать возможность работы с ними одного человека, а тех же штанг на напряжение 500 кВ и выше могут быть рассчитаны для работы двух человек с применением поддерживающего устройства. При этом наибольшее усилие на одну руку (поддерживающую у ограничительного кольца) не должно превышать 160 Н.

Конструкция штанг переносных заземлений для наложения на ВЛ с подъемом человека на опору или с телескопических вышек и в РУ напряжением до 330 кВ должна обеспечивать возможность работы с ними одного человека, а переносных за-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 2.1

МИНИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ ШТАНГ ИЗОЛИРУЮЩИХ

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	Длина, мм	
	изолирующей части	рукоятки
До 1	Не нормируется, определяется удобством пользования	
Выше 1 до 15	700	300
Выше 15 до 35	1100	400
Выше 35 до 110	1400	600
150	2000	800
220	2500	800
330	3000	800
Выше 330 до 500	4000	1000

Таблица 2.2

МИНИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ ШТАНГ ПЕРЕНОСНЫХ ЗАЗЕМЛЕНИЙ

Назначение штанг	Длина, мм	
	изолирующей части	рукоятки
Для установки заземления в электроустановках напряжением до 1 кВ	Не нормируется, определяется удобством пользования	
Для установки заземления в РУ выше 1 кВ до 500 кВ, на провода ВЛ выше 1 кВ до 220 кВ, выполненные целиком из электроизоляционных материалов	По табл. 2.1	По табл. 2.1
Составные, с металлическими звеньями, для установки заземления на провода ВЛ от 110 до 220 кВ	500	По табл. 2.1
Составные, с металлическими звеньями, для установки заземления на провода ВЛ от 330 до 1150 кВ	1000	По табл. 2.1
Для установки заземления на изолированные от опор грозозащитные тросы ВЛ от 110 до 500 кВ	700	300
Для установки заземления на изолированные от опор грозозащитные тросы ВЛ от 750 до 1150 кВ	1400	500
Для установки заземления в лабораторных и испытательных установках	700	300
Для переноса потенциала провода	Не нормируется, определяется удобством пользования	

землений для электроустановок напряжением 500 кВ и выше, а также для наложения заземления на провода ВЛ без подъема человека на опору (с земли) может быть рассчитана для работы двух человек с применением поддерживающего устройства. Наибольшее усилие на одну руку в этих случаях регламентируется техническими условиями.

2.2.11. Основные размеры штанг должны быть не менее указанных в табл. 2.1 и 2.2.

Примечание к табл. 2.2. Длина изолирующего гибкого элемента заземления бесштанговой конструкции для проводов ВЛ от 35 до 1150 кВ должна быть не менее длины заземляющего провода.

Эксплуатационные испытания

2.2.12. В процессе эксплуатации механические испытания штанг не проводят.

2.2.13. Электрические испытания повышенным напряжением изолирующих частей оперативных и измерительных штанг, а также штанг, применяемых в испытательных лабораториях для подачи высокого напряжения, проводятся согласно требованиям раздела 1.5. При этом напряжение прикладывается между рабочей частью и временным электродом, наложенным у ограничительного кольца со стороны изолирующей части.

Испытаниям подвергаются также головки измерительных штанг для контроля изоляторов в электроустановках напряжением 35 – 500 кВ.

2.2.14. Штанги переносных заземлений с металлическими звеньями для ВЛ подвергаются испытаниям по методике п. 2.2.13.

Испытания остальных штанг переносных заземлений не проводят.

2.2.15. Изолирующий гибкий элемент заземления бесштанговой конструкции испытывается по частям. К каждому участку длиной 1 м прикладывается часть полного испытательного напряжения, пропорциональная длине и увеличенная на 20%. Допускается одновременное испытание всех участков изолирующего гибкого элемента, смотанного в бухту таким образом, чтобы длина полукруга составляла 1 м.

2.2.16. Нормы и периодичность электрических испытаний штанг и изолирующих гибких элементов заземлений бесштанговой конструкции приведены в Приложении 7.

Правила пользования

2.2.17. Перед началом работы со штангами, имеющими съемную рабочую часть, необходимо убедиться в отсутствии «заклинивания» резьбового соединения рабочей и изолирующей частей путем их однократного свинчивания-развинчивания.

2.2.18. Измерительные штанги при работе не заземляются, за исключением тех случаев, когда принцип устройства штанги требует ее заземления.

2.2.19. При работе с изолирующей штангой подниматься на конструкцию или телескопическую вышку, а также спускаться с них следует без штанги.

2.2.20. В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться изолирующими штангами следует в диэлектрических перчатках.

2.3. Клещи изолирующие

Назначение и конструкция

2.3.1. Клещи изолирующие предназначены для замены предохранителей в электроустановках до и выше 1000 В, а также для снятия накладок, огораждений и других аналогичных работ <*> в электроустановках до 35 кВ включительно.

<*> Вместо клещей при необходимости допускается применять изолирующие штанги с универсальной головкой.

2.3.2. Клещи состоят из рабочей части (губок клещей), изолирующей части и рукоятки (рукояток).

2.3.3. Изолирующая часть клещей должна изготавливаться из материалов, указанных в п. 2.1.2.

2.3.4. Рабочая часть может изготавливаться как из электроизоляционного материала, так и из металла. На металлические губки должны быть

Таблица 2.3

МИНИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ КЛЕЩЕЙ ИЗОЛИРУЮЩИХ

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	Длина, мм	
	изолирующей части	рукоятки
До 1	Не нормируется, определяется удобством пользования	
Выше 1 до 10	450	150
Выше 10 до 35	750	200

надеты маслостойкие трубки для исключения повреждения патрона предохранителя.

2.3.5. Изолирующая часть клещей должна быть отделена от рукояток ограничительными упорами (кольцами).

2.3.6. Основные размеры клещей должны быть не менее указанных в табл. 2.3.

2.3.7. Конструкция и масса клещей должны обеспечивать возможность работы с ними одного человека.

Эксплуатационные испытания

2.3.8. В процессе эксплуатации механические испытания клещей не проводят.

2.3.9. Электрические испытания клещей проводятся согласно требованиям раздела 1.5. При этом повышенное напряжение прикладывается между рабочей частью (губками) и временными электродами (хомутиками), наложенными у ограничительных колец (упоров) со стороны изолирующей части.

2.3.10. Нормы и периодичность электрических испытаний клещей приведены в Прил. 7.

Правила пользования

2.3.11. При работе с клещами по замене предохранителей в электроустановках напряжением выше 1000 В необходимо применять диэлектрические перчатки и средства защиты глаз и лица.

2.3.12. При работе с клещами по замене предохранителей в электроустановках напряжением до 1000 В необходимо применять средства защиты глаз и лица, а клещи необходимо держать в вытянутой руке.

2.4. Указатели напряжения

Назначение

2.4.1. Указатели напряжения предназначены для определения наличия или отсутствия напряжения на токоведущих частях электроустановок.

2.4.2. Общие технические требования к указателям напряжения изложены в государственном стандарте.

Указатели напряжения выше 1000 В

Принцип действия и конструкция

2.4.3. Указатели напряжения выше 1000 В реагируют на емкостный ток, протекающий через указатель при внесении его рабочей части в электрическое поле, образованное токоведущими час-

тями электроустановок, находящимися под напряжением, и «землей» и заземленными конструкциями электроустановок.

2.4.4. Указатели должны содержать основные части: рабочую, индикаторную, изолирующую, а также рукоятку.

2.4.5. Рабочая часть содержит элементы, реагирующие на наличие напряжения на контролируемых токоведущих частях.

Корпуса рабочих частей указателей напряжения до 20 кВ включительно должны быть выполнены из электроизоляционных материалов с устойчивыми диэлектрическими характеристиками. Корпуса рабочих частей указателей напряжения 35 кВ и выше могут быть выполнены из металла.

Рабочая часть может содержать электрод-наконечник для непосредственного контакта с контролируемыми токоведущими частями и не содержать электрода-наконечника (указатели бесконтактного типа).

Индикаторная часть, которая может быть совмещена с рабочей, содержит элементы световой или комбинированной (световой и звуковой) индикации. В качестве элементов световой индикации могут применяться газоразрядные лампы, светодиоды или иные индикаторы. Световой и звуковой сигналы должны быть надежно распознаваемыми. Звуковой сигнал должен иметь частоту 1 – 4 кГц и частоту прерывания 2 – 4 Гц при индикации фазного напряжения. Уровень звукового сигнала должен быть не менее 70 дБ на расстоянии 1 м по оси излучателя звука.

Рабочая часть может содержать также орган собственного контроля исправности. Контроль может осуществляться нажатием кнопки или быть автоматическим, путем периодической подачи специальных контрольных сигналов. При этом должна быть обеспечена возможность полной проверки исправности электрических цепей рабочей и индикаторной частей.

Рабочие части не должны содержать коммутационных элементов, предназначенных для включения питания или переключения диапазонов.

2.4.6. Изолирующая часть указателей должна изготавливаться из материалов, указанных в п. 2.1.2.

Изолирующая часть может быть составной из нескольких звеньев. Для соединения звеньев между собой могут применяться детали, изготовленные из металла или изоляционного материала. Допускается применение телескопической конструкции, при этом должно быть исключено самопроизвольное складывание.

2.4.7. Рукоятка может представлять с изолирующей частью одно целое или быть отдельным звеном.

Таблица 2.4

МИНИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ ИЗОЛИРУЮЩИХ ЧАСТЕЙ И РУКОЯТОК УКАЗАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ВЫШЕ 1000 В

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	Длина, мм	
	изолирующей части	рукоятки
От 1 до 10	230	110
Выше 10 до 20	320	110
35	510	120
110	1400	600
Выше 110 до 220	2500	800

2.4.8. Конструкция и масса указателей должны обеспечивать возможность работы с ними одного человека.

2.4.9. Электрическая схема и конструкция указателя должны обеспечивать его работоспособность без заземления рабочей части указателя, в том числе при проверке отсутствия напряжения, проводимой с телескопических вышек или с деревянных и железобетонных опор ВЛ 6 – 10 кВ.

2.4.10. Минимальные размеры изолирующих частей и рукояток указателей напряжения выше 1000 В приведены в табл. 2.4.

2.4.11. Напряжение индикации указателя напряжения должно составлять не более 25% номинального напряжения электроустановки.

Для указателей без встроенного источника питания с импульсным сигналом напряжением индикации является напряжение, при котором частота прерывания сигналов составляет не менее 0,7 Гц.

Для указателей со встроенным источником питания с импульсным сигналом напряжением индикации является напряжение, при котором ча-

стота прерывания сигналов составляет не менее 1 Гц.

Для остальных указателей напряжением индикации является напряжение, при котором имеются отчетливые световые (световые и звуковые) сигналы.

2.4.12. Время появления первого сигнала после прикосновения к токоведущей части, находящейся под напряжением, равным 90% номинального фазного, не должно превышать 1,5 с.

2.4.13. Рабочая часть указателя на определенное напряжение не должна реагировать на влияние соседних цепей того же напряжения, отстоящих от рабочей части на расстояниях, указанных в табл. 2.5.

Эксплуатационные испытания

2.4.14. В процессе эксплуатации механические испытания указателей напряжения не проводят.

2.4.15. Электрические испытания указателей напряжения состоят из испытаний изолирующей

Таблица 2.5

РАССТОЯНИЕ ДО БЛИЖАЙШЕГО ПРОВОДА СОСЕДНЕЙ ЦЕПИ

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	Расстояние от указателя до ближайшего провода соседней цепи, мм
Выше 1 до 6	150
Выше 6 до 10	220
Выше 10 до 35	500
110	1500
150	1800
220	2500

части повышенным напряжением и определения напряжения индикации.

Испытание рабочей части указателей напряжения до 35 кВ проводится для указателей такой конструкции, при операциях с которыми рабочая часть может стать причиной междофазного замыкания или замыкания фазы на землю. Необходимость проведения испытания изоляции рабочей части определяется руководствами по эксплуатации.

У указателей напряжения со встроенным источником питания проводится контроль его состояния и, при необходимости, подзарядка аккумуляторов или замена батарей.

2.4.16. При испытании изоляции рабочей части напряжение прикладывается между электродом-наконечником и винтовым разъемом. Если указатель не имеет винтового разъема, электрически соединенного с элементами индикации, то вспомогательный электрод для присоединения провода испытательной установки устанавливается на границе рабочей части.

2.4.17. При испытании изолирующей части напряжение прикладывается между элементом ее сочленения с рабочей частью (резьбовым элементом, разъемом и т.п.) и временным электродом, наложенным у ограничительного кольца со стороны изолирующей части.

2.4.18. Напряжение индикации указателей с газоразрядной индикаторной лампой определяется по той же схеме, по которой испытывается изоляция рабочей части (п. 2.4.16).

При определении напряжения индикации прочих указателей, имеющих электрод-наконечник, он присоединяется к высоковольтному выводу испытательной установки. При определении напряжения индикации указателей без электрода-наконечника необходимо коснуться торцевой стороной рабочей части (головки) указателя высоковольтного вывода испытательной установки.

В обоих последних случаях вспомогательный электрод на указателе не устанавливается и заземляющий вывод испытательной установки не присоединяется.

Напряжение испытательной установки плавно поднимается от нуля до значения, при котором световые сигналы начинают соответствовать требованиям п. 2.4.11.

2.4.19. Нормы и периодичность электрических испытаний указателей приведены в Приложении 7.

Правила пользования

2.4.20. Перед началом работы с указателем необходимо проверить его исправность.

Исправность указателей, не имеющих встро-

енного органа контроля, проверяется при помощи специальных приспособлений, представляющих собой малогабаритные источники повышенного напряжения, либо путем кратковременного прикосновения электродом-наконечником указателя к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

Исправность указателей, имеющих встроенный узел контроля, проверяется в соответствии с руководствами по эксплуатации.

2.4.21. При проверке отсутствия напряжения время непосредственного контакта рабочей части указателя с контролируемой токоведущей частью должно быть не менее 5 с (при отсутствии сигнала).

Следует помнить, что, хотя указатели напряжения некоторых типов могут подавать сигнал о наличии напряжения на расстоянии от токоведущих частей, непосредственный контакт с ними рабочей части указателя является обязательным.

2.4.22. В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться указателем напряжения следует в диэлектрических перчатках.

Указатели напряжения до 1000 В

Назначение, принцип действия и конструкция

2.4.23. Общие технические требования к указателям напряжения до 1000 В изложены в государственном стандарте.

2.4.24. В электроустановках напряжением до 1000 В применяются указатели двух типов: двухполюсные и однополюсные.

Двухполюсные указатели, работающие при протекании активного тока, предназначены для электроустановок переменного и постоянного тока.

Однополюсные указатели, работающие при протекании емкостного тока, предназначены для электроустановок только переменного тока.

Применение двухполюсных указателей является предпочтительным.

Применение контрольных ламп для проверки отсутствия напряжения не допускается.

2.4.25. Двухполюсные указатели состоят из двух корпусов, выполненных из электроизоляционного материала, содержащих элементы, реагирующие на наличие напряжения на контролируемых токоведущих частях, и элементы световой и (или) звуковой индикации. Корпуса соединены между собой гибким проводом длиной не менее 1 м. В местах вводов в корпуса соединительный провод должен иметь амортизационные втулки или утолщенную изоляцию.

Размеры корпусов не нормируются, определяются удобством пользования.

Каждый корпус двухполюсного указателя дол-

жен иметь жестко закрепленный электрод-наконечник, длина неизолированной части которого не должна превышать 7 мм, кроме указателей для воздушных линий, у которых длина неизолированной части электродов-наконечников определяется техническими условиями.

2.4.26. Однополюсный указатель имеет один корпус, выполненный из электроизоляционного материала, в котором размещены все элементы указателя. Кроме электрода-наконечника, соответствующего требованиям п. 2.4.25, на торцевой или боковой части корпуса должен быть электрод для контакта с рукой оператора.

Размеры корпуса не нормируются, определяются удобством пользования.

2.4.27. Напряжение индикации указателей должно составлять не более 50 В.

Индикация наличия напряжения может быть ступенчатой, подаваться в виде цифрового сигнала и т.п.

Световой и звуковой сигналы могут быть непрерывными или прерывистыми и должны быть надежно распознаваемыми.

Для указателей с импульсным сигналом напряжением индикации является напряжение, при котором интервал между импульсами не превышает 1,0 с.

2.4.28. Указатели напряжения до 1000 В могут выполнять также дополнительные функции: проверка целостности электрических цепей, определение фазного провода, определение полярности в цепях постоянного тока и т.д. При этом указатели не должны содержать коммутационных элементов, предназначенных для переключения режимов работы.

Расширение функциональных возможностей указателя не должно снижать безопасности проведения операций по определению наличия или отсутствия напряжения.

Эксплуатационные испытания

2.4.29. Электрические испытания указателей напряжения до 1000 В состоят из испытания изоляции, определения напряжения индикации, проверки работы указателя при повышенном испытательном напряжении, проверки тока, протекающего через указатель при наибольшем рабочем напряжении указателя.

При необходимости проверяется также напряжение индикации в цепях постоянного тока, а также правильность индикации полярности.

Напряжение плавно увеличивается от нуля, при этом фиксируются значения напряжения индикации и тока, протекающего через указатель при наибольшем рабочем напряжении указателя, после

чего указатель в течение 1 мин. выдерживается при повышенном испытательном напряжении, превышающем наибольшее рабочее напряжение указателя на 10%.

2.4.30. При испытаниях указателей (кроме испытания изоляции) напряжение от испытательной установки прикладывается между электродами-наконечниками (у двухполюсных указателей) или между электродом-наконечником и электродом на торцевой или боковой части корпуса (у однополюсных указателей).

2.4.31. При испытаниях изоляции у двухполюсных указателей оба корпуса обертываются фольгой, а соединительный провод опускается в сосуд с водой при температуре $(25 \pm 15)^\circ\text{C}$ так, чтобы вода закрывала провод, не доходя до рукояток корпусов на 8 – 12 мм. Один провод от испытательной установки присоединяют к электродам-наконечникам, второй, заземленный, – к фольге и опускают его в воду (вариант схемы – рис. 2.1) <*>.

<*> Здесь и далее рисунки не приводятся.

У однополюсных указателей корпус обертывают фольгой по всей длине до ограничительного упора. Между фольгой и контактом на торцевой (боковой) части корпуса оставляют разрыв не менее 10 мм. Один провод от испытательной установки присоединяют к электроду-наконечнику, другой – к фольге.

2.4.32. Нормы и периодичность эксплуатационных испытаний указателей приведены в Приложении 7.

Правила пользования

2.4.33. Перед началом работы с указателем необходимо проверить его исправность путем кратковременного прикосновения к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

2.4.34. При проверке отсутствия напряжения время непосредственного контакта указателя с контролируемыми токоведущими частями должно быть не менее 5 с.

2.4.35. При пользовании однополюсными указателями должен быть обеспечен контакт между электродом на торцевой (боковой) части корпуса и рукой оператора. Применение диэлектрических перчаток не допускается.

2.5. Сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные

Назначение, принцип действия и конструкция

2.5.1. Сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные выпускаются двух типов:

- сигнализаторы автоматические, предназначенные для предупреждения персонала о приближении к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на опасное расстояние;
- сигнализаторы неавтоматические, предназначенные для предварительной (ориентировочной) оценки наличия напряжения на токоведущих частях электроустановок при расстояниях между ними и оператором, значительно превышающих безопасные.

Сигнализаторы не предназначены для определения отсутствия напряжения на токоведущих частях электроустановок, для чего могут быть использованы только указатели напряжения.

Сигнал о наличии напряжения – световой и (или) звуковой.

2.5.2. Сигнализатор представляет собой малогабаритное высокочувствительное устройство, реагирующее на напряженность электрического поля в данной точке пространства.

2.5.3. Работа автоматических сигнализаторов осуществляется независимо от действий персонала. Такие сигнализаторы применяются в качестве вспомогательного защитного средства при работе на ВЛ 6 – 10 кВ. Они укрепляются на касках, их включение в работу (приведение в готовность) осуществляется автоматически в момент установки на каску, а отключение – при снятии с каски.

Автоматические сигнализаторы предупреждают работающего звуковым сигналом о приближении к проводам ВЛ, находящимся под напряжением, на опасное расстояние менее 2 м. При этом их чувствительность должна быть такова, чтобы они подавали сигналы о наличии напряжения только при приближении оператора к проводам ВЛ (при подъеме на опоры ВЛ) и не подавали сигналов при нахождении оператора на земле.

2.5.4. Работа неавтоматических сигнализаторов для предварительной оценки наличия напряжения на токоведущих частях электроустановок при расстояниях между ними и оператором, значительно превышающих безопасные, осуществляется по запросу оператора.

2.5.5. Сигнализатор может содержать орган собственного контроля исправности. Контроль может осуществляться нажатием кнопки или быть автоматическим, путем периодической подачи специальных контрольных сигналов. При этом должна быть обеспечена возможность полной проверки исправности электрических цепей сигнализатора.

Эксплуатационные испытания

2.5.6. Нормы, методика и периодичность испытаний сигнализаторов приводятся в руководствах по эксплуатации.

Правила пользования

2.5.7. Перед началом использования сигнализатора следует убедиться в его исправности. Методика контроля исправности приводится в руководствах по эксплуатации.

2.5.8. При использовании сигнализаторов необходимо помнить, что как отсутствие сигнала не является обязательным признаком отсутствия напряжения, так и наличие сигнала не является обязательным признаком наличия напряжения на ВЛ. Однако сигнал о наличии напряжения должен быть во всех случаях воспринят как сигнал об опасности, хотя он может быть вызван электрическим полем проводов неотключенных ВЛ более высоких классов напряжения, находящихся в зоне работы оператора. Поэтому применение сигнализаторов не отменяет обязательного пользования указателями напряжения.

2.5.9. При внезапном появлении сигнала об опасности оператор должен немедленно прекратить работы, покинуть опасную зону (например, спуститься с опоры ВЛ) и не возобновлять работы до выяснения причин появления сигнала.

2.6. Сигнализаторы наличия напряжения стационарные

Назначение, принцип действия и конструкция

2.6.1. Сигнализаторы наличия напряжения стационарные предназначены для предупреждения персонала о наличии напряжения на токоведущих частях электроустановок.

Сигнализаторы не предназначены для определения отсутствия напряжения на токоведущих частях электроустановок.

2.6.2. Сигнализаторы могут устанавливаться как непосредственно на токоведущих частях электроустановок, так и на конструктивных элементах (ограждениях, дверях ячеек распределительных устройств и т.п.). В последнем случае сигнализаторы должны иметь орган контроля исправности.

2.6.3. Сигнализаторы должны обеспечивать световой и (или) звуковой сигнал при наличии напряжения на токоведущих частях, при этом звуковой сигнал должен подаваться только при попытках ошибочного доступа персонала к токоведущим частям (например, открывании двери ячейки или камеры).

Эксплуатационные испытания

2.6.4. Нормы, методика и периодичность испытаний сигнализаторов приводятся в руководствах по эксплуатации.

Периодичность контроля исправности сигнализаторов может регламентироваться местными инструкциями.

Правила пользования

2.6.5. Правила пользования сигнализаторами изложены в руководствах по эксплуатации.

2.6.6. При наличии сигнализаторов в электроустановках необходимо помнить, что отсутствие сигнала не является обязательным признаком отсутствия напряжения. Поэтому применение сигнализаторов не отменяет обязательного пользования указателями напряжения. В то же время сигнал о наличии напряжения должен быть во всех случаях воспринят как сигнал о запрете работы в данной электроустановке.

2.7. Указатели напряжения для проверки совпадения фаз

Назначение, принцип действия и конструкция

2.7.1. Указатели предназначены для проверки совпадения фаз напряжения (фазировки) в электроустановках от 6 до 110 кВ.

2.7.2. Указатели представляют собой двухполюсные устройства, кратковременно включаемые на геометрическую (векторную) разность напряжений контролируемых фаз. При несовпадении фаз этих напряжений (расхождении на определенный угол) указатель подает соответствующий световой (и звуковой) сигнал.

2.7.3. Указатели состоят из двух электроизоляционных трубчатых корпусов, соединенных гибким высоковольтным проводом.

Корпуса могут быть разъёмными и неразъёмными. Корпуса состоят из рабочих, изолирующих частей и рукояток. Рабочие части содержат электроды-наконечники, узлы, реагирующие на значения напряжения между контролируруемыми точками, и элементы индикации.

Рабочие части в месте установки электродов-наконечников не должны иметь резьбовых элементов.

2.7.4. Принцип действия иных конструкций, не содержащих гибкого высоковольтного провода, а также методика их испытаний и правила пользования приводятся в руководствах по эксплуатации.

Эксплуатационные испытания

2.7.5. В процессе эксплуатации механические испытания указателей не проводят.

2.7.6. При электрических испытаниях указателей проводится проверка электрической прочности изоляции рабочих, изолирующих частей и соединительного провода, а также их проверка по схемам согласного и встречного включения.

2.7.7. При испытании изоляции рабочей части напряжение прикладывается между электродом-наконечником и элементом резьбового разъема. Если указатель не имеет резьбового разъема, то вспомогательный электрод для присоединения провода испытательной установки устанавливается на границе рабочей части.

2.7.8. При испытании изолирующей части напряжение прикладывается между элементом ее сочленения с рабочей частью (резьбовым элементом, разъемом и т.п.) и временным электродом, наложенным у ограничительного кольца со стороны изолирующей части.

Таблица 2.6

НАПРЯЖЕНИЯ ИНДИКАЦИИ УКАЗАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ПРОВЕРКИ СОВПАДЕНИЯ ФАЗ

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	Напряжение индикации, кВ	
	по схеме согласного включения, не менее	по схеме встречного включения, не более
6	7,6	1,5
10	12,7	2,5
15	20	3,5
20	28	5
35	40	17
110	100	50

2.7.9. При испытаниях гибкого провода указателей на напряжение до 20 кВ его погружают в ванну с водой при температуре $(25 \pm 15)^\circ\text{C}$ так, чтобы расстояние между местом заделки провода и уровнем воды было в пределах 60 – 70 мм. Напряжение прикладывается между одним из электродов-наконечников и корпусом ванны.

Гибкий провод указателей напряжения 35 – 110 кВ испытывается по аналогичной методике отдельно от указателя. При этом расстояние между краем наконечника провода и уровнем воды должно быть 160 – 180 мм. Напряжение прикладывается между металлическими наконечниками провода и корпусом ванны.

2.7.10. При проверке указателя по схеме согласного включения оба электрода-наконечника подключаются к высоковольтному выводу испытательной установки (рис. 2.2а).

При проверке указателя по схеме встречного включения один из электродов-наконечников подключается к высоковольтному выводу испытательной установки, а другой – к ее заземленному выводу (рис. 2.2б).

При испытаниях напряжение плавно поднимается от нуля до появления четких сигналов. Нормируемые значения напряжения индикации для обеих схем испытаний в зависимости от номинального напряжения электроустановок приведены в табл. 2.6.

2.7.11. Нормы и периодичность электрических испытаний указателей приведены в Приложении 7.

Правила пользования

2.7.12. При работе с указателями применение диэлектрических перчаток обязательно.

2.7.13. Исправность указателя перед применением проверяется на рабочем месте путем двухполюсного подключения к фазе и заземленной конструкции. При этом должны быть четкие световые (и звуковые) сигналы.

2.7.14. При совпадении фаз напряжения на контролируемых токоведущих частях указатель не подает сигналов.

2.8. Клещи электроизмерительные

Назначение и конструкция

2.8.1. Клещи предназначены для измерения тока в электрических цепях напряжением до 10 кВ, а также тока напряжения и мощности в электроустановках до 1 кВ без нарушения целостности цепей.

2.8.2. Клещи представляют собой трансформатор тока с разъемным магнитопроводом, пер-

вичной обмоткой которого является проводник с измеряемым током, а вторичная обмотка замкнута на измерительный прибор, стрелочный или цифровой.

2.8.3. Клещи для электроустановок выше 1000 В состоят из рабочей, изолирующей частей и рукоятки.

Рабочая часть состоит из магнитопровода, обмотки и съемного или встроенного измерительного прибора, выполненного в электроизоляционном корпусе.

Минимальная длина изолирующей части – 380 мм, а рукоятки – 130 мм.

2.8.4. Клещи для электроустановок до 1000 В состоят из рабочей части (магнитопровод, обмотка, встроенный измерительный прибор) и корпуса, являющегося одновременно изолирующей частью с упором и рукояткой.

Эксплуатационные испытания

2.8.5. При испытаниях изоляции клещей напряжение прикладывается между магнитопроводом и временными электродами, наложенными у ограничительных колец со стороны изолирующей части (для клещей выше 1000 В) или у основания рукоятки (для клещей до 1000 В).

2.8.6. Нормы и периодичность электрических испытаний клещей приведены в Приложении 7.

Правила пользования

2.8.7. Работать с клещами выше 1000 В необходимо в диэлектрических перчатках.

2.8.8. При измерениях клещи следует держать на весу, не допускается наклоняться к прибору для отсчета показаний.

2.8.9. При работе с клещами в электроустановках выше 1000 В не допускается применять выносные приборы, а также переключать пределы измерения, не снимая клещей с токоведущих частей.

2.8.10. Не допускается работать с клещами до 1000 В, находясь на опоре ВЛ, если клещи специально не предназначены для этой цели.

2.9. Устройства для дистанционного прокола кабеля

Назначение и конструкция

2.9.1. Устройства для прокола кабеля предназначены для индикации отсутствия напряжения на ремонтируемом кабеле перед его разрезкой путем прокола кабеля по диаметру и обеспечения надежного электрического соединения его жил с

землей. Устройства прокола трехфазного кабеля обеспечивают также электрическое соединение всех жил разных фаз между собой.

2.9.2. Устройства включают в себя рабочий орган (режущий или колющий элемент), заземляющее устройство, изолирующую часть, узел сигнализации, а также узлы, приводящие в действие рабочий орган.

Устройства могут иметь пиротехнический, гидравлический, электрический или ручной привод.

Заземляющее устройство состоит из заземляющего стержня с заземляющим проводником и зажимами (струбцинами).

2.9.3. Конструкция устройства должна обеспечивать его надежное закрепление на прокалываемом кабеле и автоматически ориентировать ось режущего (колющего) элемента по диаметру кабеля.

2.9.4. В пиротехнических устройствах должна быть предусмотрена блокировка, исключающая выстрел при неполном закрытии затвора.

2.9.5. Конкретные параметры устройств, методика, сроки и нормы их испытаний регламентируются техническими условиями и приводятся в руководствах по эксплуатации данных устройств.

Правила пользования

2.9.6. Прокол кабеля производится двумя работниками, прошедшими специальное обучение, при этом один работник является контролирующим.

2.9.7. При проколе кабеля обязательно применение диэлектрических перчаток и средств защиты глаз и лица. При этом персонал, производящий прокол, должен стоять на изолирующем основании на максимально возможном расстоянии от прокалываемого кабеля (сверху траншеи).

2.9.8. Конкретные меры безопасности при работе с устройствами различных типов, особенности работы с ними, а также правила технического обслуживания приводятся в руководствах по эксплуатации.

При работе с пиротехническим устройством должны выполняться требования действующих инструкций по безопасному применению пороховых инструментов при производстве монтажных и специальных строительных работ.

2.10. Перчатки диэлектрические

Назначение и общие требования

2.10.1. Перчатки предназначены для защиты рук от поражения электрическим током. Применя-

ются в электроустановках до 1000 В в качестве основного изолирующего электрозащитного средства, а в электроустановках выше 1000 В – дополнительного.

2.10.2. В электроустановках могут применяться перчатки из диэлектрической резины бесшовные или со швом, пятипалые или двухпалые.

В электроустановках разрешается использовать только перчатки с маркировкой по защитным свойствам Эв и Эн.

2.10.3. Длина перчаток должна быть не менее 350 мм.

Размер диэлектрических перчаток должен позволять надевать под них трикотажные перчатки для защиты рук от пониженных температур при работе в холодную погоду.

Ширина по нижнему краю перчаток должна позволять натягивать их на рукава верхней одежды.

Эксплуатационные испытания

2.10.4. В процессе эксплуатации проводят электрические испытания перчаток. Перчатки погружаются в ванну с водой при температуре $(25 \pm 15)^\circ\text{C}$. Вода наливается также внутрь перчаток. Уровень воды как снаружи, так и внутри перчаток должен быть на 45 – 55 мм ниже их верхних краев, которые должны быть сухими.

Испытательное напряжение подается между корпусом ванны и электродом, опускаемым в воду внутрь перчатки. Возможно одновременное испытание нескольких перчаток, но при этом должна быть обеспечена возможность контроля значения тока, протекающего через каждую испытываемую перчатку.

Перчатки бракуют при их пробое или при превышении током, протекающим через них, нормированного значения.

Вариант схемы испытательной установки показан на рис. 2.3.

2.10.5. Нормы и периодичность электрических испытаний перчаток приведены в Приложении 7.

2.10.6. По окончании испытаний перчатки просушивают.

Правила пользования

2.10.7. Перед применением перчатки следует осмотреть, обратив внимание на отсутствие механических повреждений, загрязнения и увлажнения, а также проверить наличие проколов путем скручивания перчаток в сторону пальцев.

2.10.8. При работе в перчатках их края не до-

пускается подвертывать. Для защиты от механических повреждений разрешается надевать поверх перчаток кожаные или брезентовые перчатки и рукавицы.

2.10.9. Перчатки, находящиеся в эксплуатации, следует периодически, по мере необходимости, промывать содовым или мыльным раствором с последующей сушкой.

2.11. Обувь специальная диэлектрическая

Назначение и общие требования

2.11.1. Обувь специальная диэлектрическая (галoши, боты, в т.ч. боты в тропическом исполнении) является дополнительным электрoзащитным средством при работе в закрытых, а при отсутствии осадков – в открытых электрoустановках.

Кроме того, диэлектрическая обувь защищает работающих от напряжения шага.

2.11.2. В электрoустановках применяются диэлектрические боты и галоши, изготовленные в соответствии с требованиями государственных стандартов.

2.11.3. Галоши применяют в электрoустановках напряжением до 1000 В, боты – при всех напряжениях.

2.11.4. По защитным свойствам обувь обозначают: Эн – галоши, Эв – боты.

2.11.5. Диэлектрическая обувь должна отличаться по цвету от остальной резиновой обуви.

2.11.6. Галоши и боты должны состоять из резинового верха, резиновой рифленой подошвы, текстильной подкладки и внутренних усилительных деталей. Формовые боты могут выпускаться бесподкладочными.

Боты должны иметь отвороты.

Высота бот должна быть не менее 160 мм.

Эксплуатационные испытания

2.11.7. В эксплуатации галоши и боты испытывают по методике, описанной в п. 2.10.4. При испытаниях уровень воды как снаружи, так и внутри горизонтально установленных изделий должен быть на 15 – 25 мм ниже бортов галош и на 45 – 55 мм ниже края спущенных отворотов бот.

2.11.8. Нормы и периодичность электрических испытаний диэлектрических галош и бот приведены в Приложении 7.

Правила пользования

2.11.9. Электрoустановки следует комплектовать диэлектрической обувью нескольких размеров.

2.11.10. Перед применением галоши и боты должны быть осмотрены с целью обнаружения возможных дефектов (отслоения облицовочных деталей или подкладки, наличие посторонних жестких включений и т.п.).

2.12. Ковры диэлектрические резиновые и подставки изолирующие

Назначение и общие требования

2.12.1. Ковры диэлектрические резиновые и подставки изолирующие применяются как дополнительные электрoзащитные средства в электрoустановках до и выше 1000 В.

Ковры применяют в закрытых электрoустановках, кроме сырых помещений, а также в открытых электрoустановках в сухую погоду.

Подставки применяют в сырых и подверженных загрязнению помещениях.

2.12.2. Ковры изготовляют в соответствии с требованиями государственного стандарта в зависимости от назначения и условий эксплуатации следующих двух групп:

1-я группа – обычного исполнения и 2-я группа – маслoбензостойкие.

2.12.3. Ковры изготовляются толщиной 6 +/- 1 мм, длиной от 500 до 8000 мм и шириной от 500 до 1200 мм.

2.12.4. Ковры должны иметь рифленую лицевую поверхность.

2.12.5. Ковры должны быть одноцветными.

2.12.6. Изолирующая подставка представляет собой настил, укрепленный на опорных изоляторах высотой не менее 70 мм.

2.12.7. Настил размером не менее 500 x 500 мм следует изготавливать из хорошо просушенных строганных деревянных планок без сучков и косослоя. Зазоры между планками должны составлять 10 – 30 мм. Планки должны соединяться без применения металлических крепежных деталей. Настил должен быть окрашен со всех сторон. Допускается изготавливать настил из синтетических материалов.

2.12.8. Подставки должны быть прочными и устойчивыми. В случае применения съемных изоляторов соединение их с настилом должно исключать возможность соскальзывания настила. Для устранения возможности опрокидывания подставки края настила не должны выступать за опорную поверхность изоляторов.

Продолжение следует



Владимир Шишкин

ДОБРОЕ ЗНАМЕНИЕ

Недавно в нашей стране произошло знаменательное событие. В конце июня этого года в Россию вернулась чудотворная икона Тихвинской Божией Матери, написанная, по преданию, самим апостолом евангелистом Лукой.

Легенда гласит, что древняя икона таинственным образом исчезла из Влахернского монастыря под Константинополем накануне падения Византии и чудесным образом явилась на Руси на берегах Ладожского озера в 1383 году. Несомая по воздуху Ангелами, икона в начале появилась над водами Ладожского озера, освящая водную и воздушные стихии, наполняя благоуханным ароматом пространство, где процветали и готовились к устройению монашеские обители.

Пришествием своим чудесным икона Пресвятой Владычицы принесла на Русь благословение святых градов Иерусалима и Константинополя. Чудотворная Тихвинская икона Божией Матери — защитница северо-западных рубежей Российской державы — одна из самых почитаемых православными, наряду с Владимирской, Смоленской, Иверской и Казанской иконами Пресвятой Богородицы.

Первоначальные списки сказания о явлении иконы после ее шествия над Ладожским озером повествуют: В лето 6891-е (1383 год) явилась икона Пречистой Одигитрии (Путеводительницы) в Обонежской пятине, на реке Ояти, в Вымоченицах, что в ста верстах от Тихвина. После этого оттуда явилась в Тихвине, над рекою высоко стояла в воздухе икона Пречистой, у Ней на руках изображен Спаситель, Господь наш Иисус Христос. И собралось множество народа на зре-

ние великого этого чуда, непрестанно молящегося Пречистому Образу ее и из нее рождаемому Христу, Богу нашему. И на том месте, на горе, заложили церковь в честь Успения Святой Богородицы.

К месту явления иконы со множеством народа пришли с Крестным Ходом священники. Все вместе они молились Пресвятой Богородице, чтобы икона с Ее святым образом низшла к ним. И свершилось чудо — икона сошла с высоты воздуха прямо на руки священников.

Все с благоговением лобызали икону. В тот же день по благословению священников все начали строить храм, и в первый же день устроили три венца. На ночь святую икону и венцы оставили охранять стражу. Но утром следующего дня свершилось новое чудо — народ не узрел на месте ни иконы, ни венцов. Ночью икона невидимо-нелышимо Ангельской силой перенеслась на две версты, на другую сторону реки Тихвинки. Вместе с иконою чудесно перенесены и начатый храм, и сруб с бревнами, приготовленный для постройки храма, и даже самые щепы, — как будто перенесено незримо было само место.

На этом, окончательно избранном благодатном месте, удобном Царицей Небесной для пребывания Ее образа, и был достроен православными храм, где и поместили икону. Устроенная в честь двенадцатого праздника — Успения Божией Матери — деревянная церковь простояла 7 лет и сгорела от свечи ночью.

Такое же несчастье случилось и с вновь построенными храмами в 1390-м и 1395 годах.

В 1510 году Великий Князь Московский Василий III Иванович повелел, по благословению Митрополита Московского Симона, на милосердно пожертвованные им средства заложить каменную церковь во имя Успения Пресвятой Богородицы: повелением Василия Иоанновича поставившая церковь пречистая на Тихвине на старом месте кирпичную с каменным чудным вельми и велику и паперти нарядиша. Так было положено начало величественному Успенскому собору, а впоследствии и Тихвинскому монастырю.

Строительство грандиозного возвышенного храма свидетельствовало о глубоком, искреннем и богобоязненном отношении великих Государей Московских к небесной Защитнице земли Русской и Матери Божией. Эту любовь и благодарность к Пречистой Богородице правители Отечества нашего пронесли через всю свою жизнь и историю Государства Русского.

К середине XVI века наша страна осталась единственным православным государством, оплотом православия, и чудесное явление Тихвинской иконы на Руси расценивалось религиозными философами и историками тех времен как бы подтверждением идеи преемственности православия после гибели Византийской империи. Мать Божия святым ликом своим благославляла православный русский народ, воспринявший свой тяжкий крест в его исторической миссии быть связующим звеном между Западом и Востоком.

Издравле русские люди почитали чудотворным образ Тихвинской Божией Матери, поскольку икона не только исцеляла больных и страждущих, но и оберегала от врагов, пришедших на Русь с огнем и мечом.

В начале XVII века вторгшиеся на русские земли шведско-польские войска не смогли захватить осажденный Тихвинский монастырь. По преданию, его защитники истово молились священной иконе и Богородица, вняв молитвам, уберегла обитель от разорения.

По преданию, во время этой осады одной благочестивой женщине Марии, получившей по вере своей зрение от чудотворной иконы, явилась Пресвятая Дева и сказала: Объяви всем находящимся в обители, да возьмут мою икону и обойдут по стенам вокруг и узрят милость Божию. После известия о видении радость и упованием наполнились сердца осажденных. Чудотворная икона с молебным пением была обнесена по монастырским стенам, и когда православные призывали на помощь свою единственную Заступницу, шведы были поражены новым чудом: им показалось, что неисчислимое воинство уст-

ремилось на них. Страшный испуг овладел шведами; не надеясь преодолеть явившуюся силу, они в страхе и смятении бросились бежать от стен монастыря. Известие об этом чуде положило начало освобождению всей Новгородской земли от иноземных войск.

В память чудесного явления Тихвинской иконы и одоления врагов предстательством Пресвятой Богородицы установлен был Церковью по всей России праздник в честь Тихвинской иконы в 26-й день июня.

В первые годы Советской власти большевики закрыли монастырь, а все драгоценности и золотой оклад, украшавший образ, были реквизированы. Сама Тихвинская икона чудесным образом избежала уничтожения, хотя, как известно, в безжалостном вихре воинственного атеизма тех лет погибли многие святые реликвии православия.

Во время Великой Отечественной войны икона была захвачена немецкими оккупантами и вывезена сначала в Псков, а затем в Ригу. После долгих и мучительных странствий вместе с епископом Рижским Иоанном, прошедшим лагеря Германии и Франции, икона попала в США. Иоанн, ставший в Америке архиепископом Чикагским, завещал вернуть чудотворную икону на родину только тогда, когда в России падет безбожная власть и будет возрожден Тихвинский монастырь.

Следует сказать, что долгое время в России ничего не знали о послевоенной судьбе Тихвинской иконы, она считалась утраченной. Помог счастливый случай и энтузиазм финского искусствоведа Айне Яскинен. Однажды, находясь в гостях у архиепископа Иоанна в Чикаго, она обратила внимание на древний образ, услышала из его уст историю чудотворной иконы и рассказала об этом в своей книге. Вскоре эта книга стала известна и в нашей стране, что и позволило впоследствии вести переговоры о возвращении священной реликвии в родную Тихвинскую обитель.

Во все времена поколения православных обращали молитвы свои Богородице, прося защиты и благословения, искренне веря, что святое покровительство Матери Божией даст силы преодолеть все трудности и лишения, столь часто выпадавшие на долю народов России.

Поэтому возвращение на Родину святого образа чудотворной иконы Тихвинской Божией Матери является для нашей страны добрым знаменем, озаряющим светом любви и надежды наши души, дарующим православным веру в путеводную звезду священного покровительства Богоматери во всех добрых делах наших.

ЖУРНАЛ

«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» № 10/2004

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

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

Главный редактор
С.А. Леонов
Выпускающий редактор
Н.А. Пунтус
Верстка
А.Я. Богданов
Корректор
А.Г. Свиридова

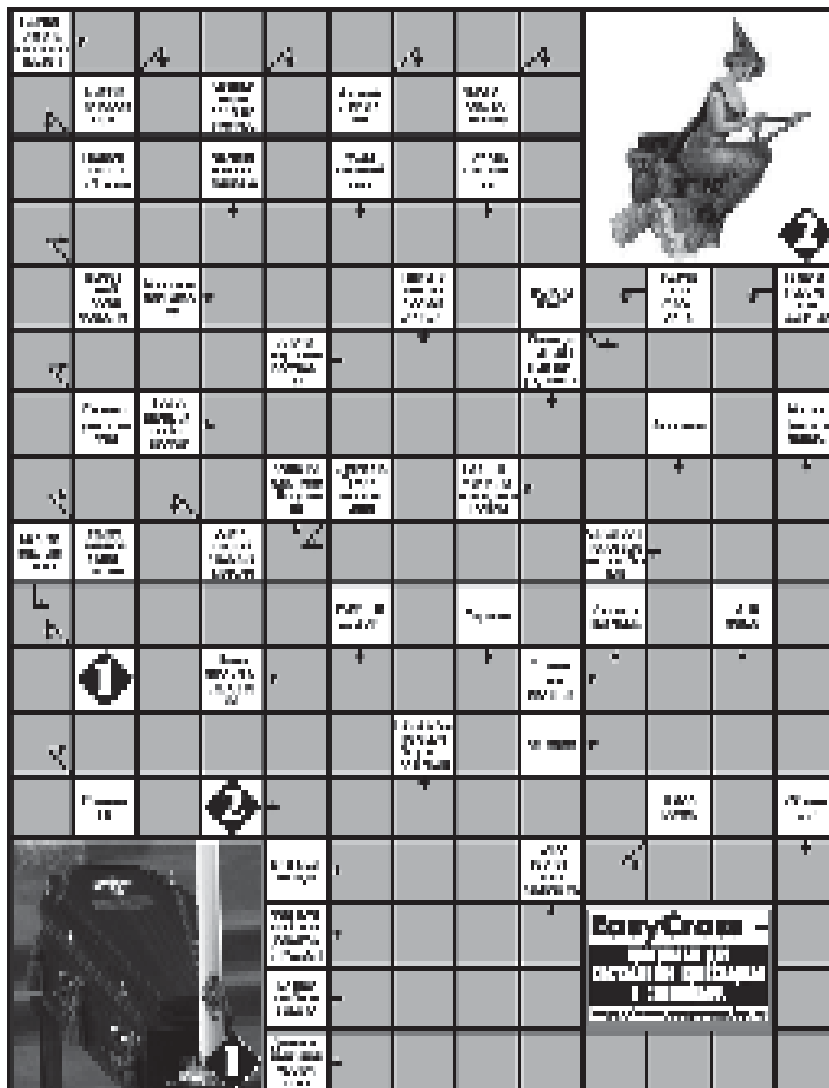
Журнал
на II полугодие 2004 года
распространяется через
каталоги:
Агентство «Роспечать»,
ООО «Межрегиональное
Агентство Подписки» (МАП)

**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ
ПАРТНЕРСТВО
ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ
«ПРОСВЕЩЕНИЕ»**

Тел.: (095) 925-93-50, 131-73-95.
Адрес: 119602, Москва, а/я 602.
Email: glavenergo@mail.ru

Подписано в печать 29.09..04
Формат 60x88/8, Бумага
офсетная, усл. печ. л 10
Печать офсетная
Тираж экз.
Заказ №

При подготовке материалов данного номера были использованы материалы изданий: газет «Ведомости», «Финансовые известия», RBCdaily, газеты промышленного оборудования, газеты «Северский рабочий», журнала «ТЕХНОМИР», www.mosenergo.ru, www.almih.narod.ru, www.ensyst.ru, www.kvartzit.ru, www.et.ru, www.rper.ru, www.elecab.ru, Григорьев В.И., Киреева Э.А., Миронов В.А., Чохонелидзе А.Н. Электроснабжение и электрооборудование цехов. М.: Энергоиздат, 2003; Никифоров Г.В., Олейников В.К., Заславец Б.И. Энергосбережение и управление энергопотреблением в металлургическом производстве. М.: Энергоатомиздат, 2003.



Ответы на сканворд в № 9/04

По горизонтали: Казначейство. Лель. Дюна. Онан. Пегас. Обзор. Удача. Сельпо. Анка. Осмотр. Киска. Кола. Таракан. Проба. Дали. Твид. Агор. Срам. Руо. Адам. Дока. Узор. Акант.

По вертикали: Ляпис. Запас. Залог. Лактоза. Супостат. Чудо. Доска. Виадук. Юнга. Марти. Доза. Йена. Что. Дракон. Аноа. Март. Аркада. Язон. Онагр. Кил. Лоу. Сверка. Акиро.

