

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРGETИКИ	3
ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА	8
Автоматизация — залог конкурентоспособности	8
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	11
Автоматизация ТРО: персонал воспринимает внедрение положительно, но встречает в штыки	11
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	13
Автоматическое управление работой асинхронных электродвигателей	13
Системы безударного пуска высоковольтных электродвигателей	16
Возможные неисправности силовых трансформаторов и их ремонт	20
Шинопроводы в системах электроснабжения предприятий, зданий и сооружений	26
Новое поколение силовых трансформаторов	37
Сухие трехфазные силовые трансформаторы с литой изоляцией	41
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	44
Вопросы проектирования современных систем отопления зданий в свете новой редакции СНиП «Отопление, вентиляция и кондиционирование»	44
Мероприятия по повышению надежности эксплуатации тепловых гидродинамических насосов	51
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	56
Проведение пневмоаудита на предприятии ОАО «ТЖБИ-СТРОЙ»	56

ЖУРНАЛ
**«ГЛАВНЫЙ
ЭНЕРГЕТИК» №2**

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

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

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

Почтовый адрес:
107031, Москва, а/я 49 (ИД «Панорама»)

Редакционный совет:
Жуков В. В., д-р техн. наук, проф.,
чл.-корр. Академии электротехнических наук РФ, директор Института энергетики
Киреева Э. А., канд. техн. наук, проф.
Института повышения квалификации
«Нефтехим»

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

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

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

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

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

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

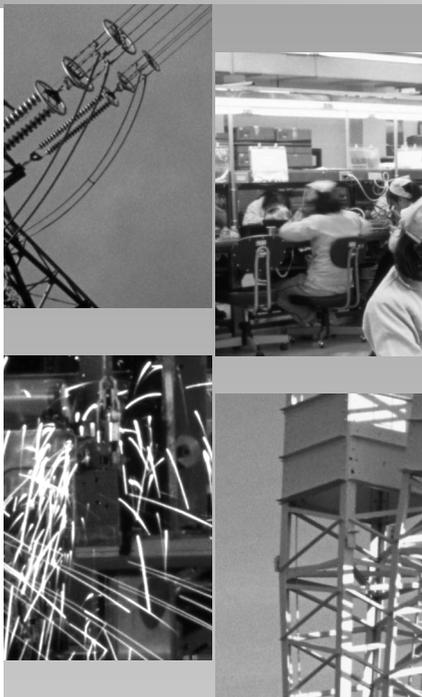
Предложения и замечания:
promizdat@panor.ru
тел. (495) 945-32-28

Журнал распространяется по подписке во всех отделениях связи РФ по каталогам: ОАО «Агентство «Роспечать» — индекс **82717**; «Пресса России» — индекс **29465**; «Почта России» — индекс **16579**, а также с помощью подписки в редакции: тел.: **(495) 250-75-24** podpiska@panor.ru



Подписано в печать 16.02.2009
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 13. Заказ №

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК №2/2009



ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ 62

Краткая характеристика основных методов неразрушающего контроля 62

АВТОМАТИЗАЦИЯ 66

Ввод в эксплуатацию систем автоматизации и диспетчеризации 66

ТЕХНОЛОГИИ 70

Улучшение энерготехнологических параметров рудовосстановительных электропечей 70

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ 74

Ориентировочное определение затрат, необходимых для реализации плана ППР предприятия 74

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ 78

Энергосбережение как антикризисный фактор для металлургов 78

Россия и Дания: вместе в энергоэффективное будущее 82

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ 85

Безопасная эксплуатация котельной 85

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ 87

Межгосударственный стандарт 1516.3-96. «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции» 87

ИТОГИ СЕМИНАРА «ТЕПЛОБМЕННОЕ, СЕПАРАЦИОННОЕ И ФИЛЬТРАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ В МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ И МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОЙ ОТРАСЛИ»

18—19 ноября 2008 года в г. Королев, Московской обл. состоялся семинар «Теплообменное, сепарационное и фильтрационное оборудование, применяемое в металлургической и машиностроительной отрасли» при совместной организации фирмы ЗАО «Уральский инжиниринговый центр» (Челябинск) и ОАО «Альфа Лаваль Поток» (г. Королев). В семинаре приняли участие представители предприятий «Северский трубный завод» (Полевской), «Сатурн» (Набережные Челны), Металлургический завод «Электросталь» (Электросталь), «ЛЛК Интернешнл» (Тюмень), SMS Demag (Москва), «Синто» (Санкт-Петербург), Bosch Rexroth (Москва), «Айзенхаус» (Москва).

Активная модернизация, происходящая на предприятиях России, требует от специалистов заводов как новых знаний, подходов и технических решений, так и изучения возможностей применения современных решений для защиты оборудования от износа, перегрева.

Во время семинара участники заслушали доклад руководителя группы продаж, канд. техн. наук Дмитрия Жарова о высококачественных и эффективных пластинчатых разборных теплообменниках, производимых в России. На фирме запатентованы и применяются конструкции пластин со специальной распределительной площадкой, которая позволяет равномерно распределять поток по всей ширине пластины. При этом используется более 96% поверхности пластины и предотвращается появление застойных зон, которые являются потенциальными очагами возникновения коррозии.

Последним инновационным решением был выпуск паяных теплообменников серии Alfa Nova с применением уникальной технологии пайки, разработанной компанией «Альфа Лаваль». Также разработана специальная серия паяных теплообменников DOC для охлаждения гидравлических масел. Конструкция аппаратов DOC рассчитана на работу при давлении до 33 бар и допускает наличие гидроударов в системе, а также паяные теплообменники DOC имеют ряд преимуществ перед кожухотрубными.

Участники семинара познакомились с производственными площадками фирмы «Альфа Лаваль Поток», где они смогли увидеть весь производственный цикл изготовления теплообменных аппаратов, от производства пластин и уплотнений до сборки и испытаний.

Менеджер отдела запасных частей Михаил Цепенда представил новые возможности сервисного обслуживания теплообменных аппаратов и сепарационного оборудования. В ноябре 2008 года компания «Альфа Лаваль» первая среди мировых компаний, выпускающих сепарационное и теплообменное оборудование, открыла в России собственный сервисный центр. Основополагающим принципом является тезис о том, что качественный, своевременный и профессиональный сервис может осуществить лишь компания-разработчик.

На современном производстве, при использовании дорогостоящих агрегатов и узлов, необходимо соблюдать регламенты технического обслуживания, в том числе теплообменных аппаратов. Менеджер по развитию бизнеса отдела сервисного обслуживания и запасных частей Сергей Карев рассказал об экономичном методе, позволяющем поддерживать максимальную производительность теплообменников и продлевать срок их службы применением безразборной мойки со специальными моющими средствами компании «Альфа Лаваль».

Руководитель направления «Металлургия» Николай Аллахвердов представил технологические решения

компании «Альфа Лаваль» для сталелитейных и коксохимических производств. Так, например, спиральные теплообменники обладают эффектом самоочистки и широко применяются в процессе обезвоживания осадка, подогрева и охлаждения стоков с учетом требований строгих экологических норм, обеспечивая эффективность процесса в целом. Выпускается серия пластинчатых теплообменников «Диабон», работающих с агрессивными средами.

Нередко в системах происходит смешение гидравлической жидкости и воды, что в производственном цикле недопустимо, поэтому компанией «Альфа Лаваль» разработан пластинчатый теплообменник с двойной стенкой и специальным профилем уплотнения, что не позволяет допустить смешение двух сред в теплообменнике.

В электросталеплавильном, прокатном производстве, на агломерационных фабриках применяются декантерные центрифуги для обезвоживания осадка. Декантеры позволяют сократить до минимума количество отходов и использовать воду для рециркуляции с минимальными затратами на обслуживание.

Без решения проблем очистки и вторичного использования рабочих жидкостей в настоящее время невозможно эффективно организовать производство на металлургических и машиностроительных заводах. Кроме того, проблемы с экологической безопасностью производств привлекают внимание общественности. Еще одна проблема современного оборудования, насыщенного силовыми гидроприводами, состоит в обеспечении безаварийной работы и продления срока службы дорогостоящего оборудования. Коммерческий представитель Максим Березин рассказал о нескольких инновационных решениях компании «Альфа Лаваль». Эффективным решением является центробежная очистка гидравлического масла, которая позволяет удалять воду, предотвращая окисление и коррозию, и механические частицы,

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

предотвращая забивание клапанов в гидросистеме. Кроме того, сепарационные установки (центробежные станции очистки) позволяют продлить срок службы масла и значительно снижают затраты на фильтроэлементы в гидросистемах. В результате твердые частицы: ≤ 5 мкм удаляются до 90%, частицы: ≤ 3 мкм до 70%, при этом удаление воды из масла не менее 90%.

Одним из интересных решений для очистки масла является использование самоочищающегося фильтра Moatti. Уникальность работы автоматического фильтра Moatti состоит в том, что, примерно, 3—5% отфильтрованного масла непрерывно идет на промывку одного из секторов пакета фильтроэлементов. Характерными особенностями фильтра Moatti является постоянный перепад давления на фильтре, компактность и легкость конструкции.

В докладе Максима Березина также были представлены решения по проблеме очистки воды, СОЖ, водоподготовки, организации замкнутых циклов использования технологической воды. Компания «Альфа Лаваль» выпускает серию сепарационных установок (модулей) для очистки воды, эмульсий и СОЖ от механических примесей, а также отделения нежелательных нефтепродуктов, не разрушая при этом химическую структуру эмульсии или СОЖ. Интерес слушателей привлекла презентация автоматических самоочищающихся фильтров ALF. В фильтре ALF фильтрация воды осуществляется при прохождении ее через корзину с заданными размерами ячеек (от 100 мкм). При загрязнении фильтроэлемента и достижении заданного максимального перепада давления на нем, или через заданный интервал времени, происходит автоматическая очистка фильтроэлемента. Для очистки используется часть основного потока воды. Во время цикла очистки подача очищенной воды потребителю не прекращается. Модульность конструкции позволяет организовать систему фильтрации из нескольких фильтров под управлением одного контроллера.

Рациональное решение проблем очистки и охлаждения технологических жидкостей может быть достигнуто при оптимальном сочетании инженерного решения и применения высококачественного и надежного оборудования.

Новые теоретические знания и возможность увидеть действующее оборудование помогут участникам семинара в решении как текущих задач на предприятиях, так и перспективных.

ЗАО «Уральский инжиниринговый центр»

НА «КРАСНОМ КОТЕЛЬЩИКЕ» СОСТОЯЛСЯ ЗАПУСК ДВУХ НОВЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЛИНИЙ

На ТКЗ «Красный котельщик» состоялся запуск двух линий спирального оребрения труб производства фирмы HAN-SUNG (Южная Корея), сообщает департамент по связям с общественностью ОАО «ЭМАльянс». В церемонии открытия новых производственных линий приняли участие: министр энергетики, инженерной инфраструктуры и промышленности Ростовской области Сергей Михалев, мэр Таганрога Николай Федянин, председатель Городской Думы Таганрога Юрий Стефанов, генеральный директор ОАО ТКЗ «Красный котельщик» Леван Дзигуа и другие официальные лица.

Пуск данного оборудования — значимое событие для ТКЗ «Красный котельщик». Это первый шаг, позволяющий предприятию выйти на новый рынок котлов-утилизаторов для парогазовых установок (ПГУ). На сегодняшний день строительство ПГУ — это наиболее перспективное направление развития российской электроэнергетики, играющее ключевую роль в реализации Генеральной схемы размещения энергообъектов до 2020 года.

Общие затраты на перепланировку оборудования, его приобретение, монтаж и пусконаладочные работы в 2008г. составили 144,7 млн руб.

Напомним, что ранее ОАО «ЭМАльянс» заключило лицензионное соглашение, которое позволяет конструировать и изготавливать современные котлы-утилизаторы по технологии NOOTER/ERIKSEN (США). Котлы-утилизаторы для парогазовых установок позволяют увеличить КПД энергоблока до 60%. Современный дизайн котлов позволяет сделать их конструкцию более компактной, сократить потребность в энергии на собственные нужды, а также существенно сократить затраты на обслуживание. Конструкция котла предусматривает установку системы селективного каталитического восстановления для снижения вредных выбросов.

«Сегодня я еще раз убедился в том, что «Красный котельщик» работает по крупным инвестиционным проектам. Приятно отметить, что продукция завода особенно востребована в Ростовской области. Среди партнеров завода и Новочеркасская ГРЭС. Заказы на изготовление продукции для этой электростанции сегодня уже имеются на заводе. И я рад, что теперь они будут изготавливаться при помощи нового оборудования, которое мы сегодня запустили», — отметил министр энергетики, инженерной инфраструктуры и промышленности Ростовской области Сергей Михалев.

Как заявил президент ОАО «ЭМАльянс» Тимур Авдеенко: «Техническая модернизация предприятия, внедрение в производство новых инновационных технологий — ключевой элемент стратегии развития «ЭМАльянса». Только таким образом мы сможем обеспечить российскую энергетику самым современным оборудованием и серьезно говорить о развитии экспортного потенциала российского энергомашиностроения».

www.eprussia.ru

В ИЖЕВСКЕ НАЧАЛАСЬ РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Компания «Удмуртские коммунальные системы» установила на ТНС-15 современные преобразователи частоты, заменила сетевые насосы с электродвигателями и задвижки с электроприводами.

Предназначение ТНС-15 — создать необходимый гидравлический режим в обратном трубопроводе, работающего от ТЭЦ-2. ТНС-15 обслуживает четверть потребителей Ижевска.

Проект на эту станцию был разработан еще в 1982 г., за это время нагрузки выросли, а оборудование морально устарело. Встал вопрос о реконструкции.

В ходе реконструкции на ТНС-15 были заменены насосы на более производительные и мощные, это позволит в ближайшем будущем использовать в работе один насос (который по производительности заменит два старых), а после 2010 г. с увеличением потребителей после ввода новостроек подключить еще один. Плюс третий — резервный.

Морально устаревший регулятор давления заменен на шведские преобразователи частоты мощностью 315 кВт. Они позволят регулировать производительность станции за счет изменения скорости вращения двигателей насосов, что в свою очередь приведет к снижению потребляемой электроэнергии, увеличит срок службы насоса (за счет пуска электродвигателя без больших пусковых токов) и снизит возможность резкого роста давления при пуске и останове насосного агрегата.

После реконструкции технологические параметры на ТНС будут регулироваться автоматически с помощью датчиков, контроллеров и преобразователей. Кроме того, на ТНС-15 установлены технологические узлы учета тепловой энергии и теплоносителя.

Система автоматизации ТНС состоит из двух частей. Первая — это система контроля технологических парамет-

ров, сигнализация световая и звуковая, контроль и учет перекачиваемого теплоносителя, включение технологических защит. Вторая — это контроль технологических параметров работы насосов. Все эти задачи выполняет многофункциональный контроллер частотных преобразователей, запрограммированный на поддержание определенных характеристик работы оборудования. В частности, при помощи контроллера появляется возможность управления насосами, контроля параметров давления и осуществление плановых переходов с насоса на насос в автоматическом режиме.

Также в ходе реконструкции обновлено электросиловое оборудование ТНС — заменены два масляных трансформатора на современные сухие трансформаторы, не требующие большого обслуживания.

ТНС телемеханизирована. В шкафу автоматики контроллер подключается к модему, через него по существующей телефонной линии передается информация на центральный диспетчерский пункт. Для приема информации достаточно установить на диспетчерский пункт компьютер с соответствующим программным обеспечением.

Диспетчер имеет возможность в реальном времени отслеживать технологические параметры ТНС.

В перспективе компания «Удмуртские коммунальные системы» запланировала реконструкцию еще двух насосных станций — ТНС-6 и ТНС-1. Так, своевременно повышением производительности станций компания реагирует на увеличение нагрузок растущих микрорайонов.

Energyland. info

ОАО «МОЭК» ПОВЫСИЛО РЕЗЕРВ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

С целью увеличения надежности теплоснабжения компания почти в два раза увеличила постоянно пополняемый аварийный запас оборудования и материалов, предназначенных

для выполнения аварийно-восстановительных работ на тепловых и электрических станциях, котельных, тепловых сетях и тепловых пунктах ОАО «МОЭК». Если в 2007 г. на формирование аварийного запаса было выделено 56 млн руб., то в 2008 г. на эти цели было направлено 130 млн руб.

Кроме того, в 2008 г. почти в полтора раза вырос объем перекладки тепловых сетей. Так, в 2007 г. была произведена перекладка 436 км тепловых сетей, в том числе с применением новых технологий — 319 км. В этом году проведена перекладка 632 км тепловых сетей, в том числе свыше 560 км с применением новых технологий: предизолированных стальных трубопроводов в пенополиуретановой изоляции, трубопроводов из сшитого полиэтилена и гофрированной нержавеющей стали.

Как сообщил начальник Центральной диспетчерской службы ОАО «МОЭК» В. Маслов, на случай выхода из строя стационарного оборудования в готовности находятся 27 передвижных бойлерных установок, 83 аварийно-ремонтных машины с передвижными электростанциями мощностью от 15 до 100 кВт, 58 тепловых генераторов.

ОАО «МОЭК»

РЕФОРМА ЭНЕРГЕТИКИ В РФ НЕ БУДЕТ СОПРОВОЖДАТЬСЯ ПОВЫШЕНИЕМ ТАРИФОВ

Министр энергетики РФ С. Шматко заявил, что реформа российского рынка электроэнергетики в современных условиях не связана с повышением тарифов.

«Сегодня существует очень много разговоров по поводу того, что нужно сокращать инвестиционные программы в электроэнергетике, замораживать проекты, тарифы. Это антикризисные меры, но, с другой стороны, нужно понимать, что очень легко в этот момент сломать логику реформирования электроэнергетической отрасли и окончательно усугубить то недоверие, которое в рамках кризиса сегодня воз-

никло среди участников рынка», — сказал глава Минэнерго, выступая в среду на круглом столе «О нормативно-правовом обеспечении теплоснабжения и повышения эффективности энергопотребления в Российской Федерации» в Екатеринбурге.

По его словам, министерство энергетики России придерживается взгляда на продолжение реформ в отрасли по либерализации рынка. «Наше продвижение по дальнейшей либерализации рынка никоим образом не связано с повышением тарифов», — отметил министр. Последние два месяца на нерегулируемом рынке тарифы снижаются, страна выходит на уровень 2006 г.

«Сделать прогноз на 2009 г. сегодня сложно, поэтому нельзя допустить каких-то хаотичных шагов с точки зрения проведения дальнейшего реформирования энергетики», — заявил Шматко.

Он подчеркнул, что в настоящее время государство способно предоставить средства под программы по энергоэффективности.

«Взгляд»

МИНЭНЕРГО РФ ЗАКЛЮЧИЛО СОГЛАШЕНИЕ СО СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТЬЮ

3 декабря 2008 г. Минэнерго РФ и правительство Свердловской области заключили соглашение об энергосбережении. Свои подписи под документом поставили прибывший в Екатеринбург министр энергетики РФ Сергей Шматко и среднеуральский премьер В. Кокшаров. Как заявил глава региона Э. Россель, соглашение предусматривает совместную разработку программ по повышению энергоэффективности и снижению потерь. Э. Россель попутно отметил, что ряду значимых для региона предприятий на условиях софинансирования области и государства будет оказана материальная поддержка. В условиях финансового кризиса не все компании могут оплачивать

энергоресурсы и активно сокращают их потребление. «Сотни организаций могли бы погибнуть, не выдержав увеличения цен на ТЭР и в обычной ситуации, а в кризис тем более идет «убийство» предприятий. Нам необходимо принять все меры, чтобы не допустить этого», — заявил в рамках круглого стола Э. Россель. В свою очередь, С. Шматко отметил, что в России немного регионов, в которых стабильно развивается энергетическая отрасль. По его словам, за прошедшие 5 лет правительством не было подписано ни одного правового акта, посвященного вопросу повышения энергоэффективности промышленности, поэтому заключение соглашения со Свердловской областью имеет принципиально важное значение для энергетики всей страны. Теперь Федерация намерена не оставлять регионы на произвол судьбы, а помогать им в решении проблем энергосбережения.

Уралинформбюро

В КЕМЕРОВСКОМ РАЙОНЕ КУЗБАССА ЗАПУЩЕНА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ЗА РАБОТОЙ КОТЕЛЬНЫХ

Все котельные в поселениях Кемеровского района завязаны в одну систему, и данные с мест выводятся на пульт диспетчера через спутниковый Интернет. Это позволяет вести постоянный контроль за каждым килограммом угля, температурным режимом, состоянием котельных.

Теперь каждое нестандартное сообщение, которое приходит на монитор главного компьютера, может послужить сигналом для проверки. Например, если за ночь в одной из котельных объемы воды превысили норму, возможно, там произошла утечка. По подсчетам специалистов, экономический эффект от внедрения этой системы составит 2 млн 160 тыс. руб. за отопительный сезон.

Как отметил глава района Марат Калимуллин, энергосбережение

на объектах жилищно-коммунального хозяйства Кемеровского района является одним из приоритетов действия системы. За несколько последних лет в районе проведена реконструкция двух котельных, где заменено 6 котлов. А уже в этом году проведена полная реконструкция котельной в деревне Береговая с установкой 5 принципиально новых котлов.

При производстве тепла используются энергосберегающие технологии, в том числе антинакипной дозатор «Комплексон», который позволяет значительно увеличить срок службы котлов и трубопроводов. Все эти меры дают возможность снизить издержки производства и максимально эффективно расходовать денежные средства.

www.express-news.ru

«ТЭКОС» ИСПЫТЫВАЕТ НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПО ОБРАБОТКЕ ТОПЛИВА

На котельной ГОУТП «ТЭКОС» начались испытания оборудования по обработке топлива. Этот эксперимент мурманские теплоэнергетики проводят в содружестве с белорусскими партнерами, сообщил О. Моцокин, начальник отдела информации ГОУТП «ТЭКОС».

Опытная установка — диспергатор — спроектирована белорусскими промышленниками и представляет собой своеобразный миксер, в котором топливо подвергается гидромеханической обработке. Это позволяет улучшить структуру мазута, сделав его более однородным. Получаемая на выходе мелкодисперсная водомазутная эмульсия отличается высокими производственными характеристиками, и главное — повышается эффективность сгорания топлива. По данным производителя оборудования, в конечном счете использование диспергатора позволяет сократить расход мазута (на величину от 5 до 15%), уменьшить выброс вредных веществ в атмосферу, снизить эксплуатационные расходы за счет того, что при сгорании получаемая

эмульсия не оставляет сажи и нагара на внутренних поверхностях котлов.

Насколько теория соответствует практике — предстоит выяснить участникам эксперимента. Опытную установку белорусские партнеры доставили и смонтировали за свой счет. После анализа накопленных за время эксперимента данных инженеры «ТЭКОСа» вынесут вердикт о перспективах использования оборудования на производственных площадках предприятия.

MBNews

СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ БУДЕТ СОТРУДНИЧАТЬ С ИТАЛЬЯНСКИМИ КОМПАНИЯМИ В СФЕРЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Министр международных и внешнеэкономических связей Свердловской области А.Харлов принял делегацию итальянских бизнесменов в составе представителя ЗАО «Союзнефтегаз-инвест» г-н В.Петрилло и владельцев компании «Монсуд С. п. А» отца и сына Кармине и Доменико Перне, прибывших на Средний Урал в поиске партнеров по вопросам инвестирования.

К.Перне сказал, что побывал в Нижнем Тагиле, где посетил Уралвагонзавод и Завод металлоконструкций. Владелец компании «Монсуд С. п. А» поделился впечатлениями об увиденном, отметив высокий профессионализм инженерно-технических работников и прекрасное качество выпускаемой ими продукции. Расширение и углубление взаимоотношений между конкретными предприятиями и представителями бизнеса, считает он, поможет обеим сторонам преодолеть мировой кризис с меньшими потерями.

К.Перне, а затем и В.Петрилло подробно рассказали о своих фирмах, обозначили возможные сферы и отрасли взаимовыгодного сотрудничества.

Так, «Монсуд С. п. А.» работает с 2003 г., специализируясь преимущественно в секторе общего строительства, металлообработки, выпуске

установок для химической, нефтяной и энергетической промышленности, а также специальных установок для строительной индустрии.

Особенностью компании является наличие в номенклатуре выпускаемой ими продукции установок для производства электроэнергии, в том числе — альтернативных (возобновляемых) источников энергии, а также изготовление специального оборудования для машиностроения, установок для стекольной и нефтяной промышленности.

Стороны выразили желание отстроить сотрудничество по ряду социально значимых направлений деятельности и, прежде всего, — в сфере энергосбережения.

«Наша задача, — сказал К.Перне. — Стать в списке ваших партнеров — партнером под № 1».

Научный руководитель Института энергосбережения, профессор Н.Данилов, участвовавший во встрече, рассказал об энергетических проблемах развития Среднего Урала и пригласил итальянских предпринимателей к активному сотрудничеству в строительстве энергоэффективных зданий, возведению малых ГЭС, внедрению автоматики и систем регулирования подачи тепла в помещения, в других сферах.

«НЭП 08»

В ВЕРХНЕМ УФАЛЕЕ НАЧАЛИ ВЫПУСКАТЬ ПЕЛЛЕТЫ

Новое производство по выпуску биотоплива — древесных гранул, заработало в Верхнем Уфалее в начале декабря 2008 года. Об этом сообщает пресс-служба Минэкономразвития Челябинской области.

Основными инвесторами проекта выступили ОАО «Южноуральская инвестиционная компания» и ООО «Бизнес-Практика». В создание предприятия ЗАО «Урал-Пеллетс» они вложили 6,5 млн руб., которые должны окупиться через 3—3,5 года.

Мощности по производству перспективного энергоносителя рассчита-

ны на выпуск одной тонны продукции в час. Древесные топливные гранулы — это небольшие цилиндрические прессованные изделия из древесины диаметром 4—12 мм, длиной 20—50 мм. Получают их из высушенных остатков деревообрабатывающего и лесопильного производства: опилок, стружек, древесной муки, щепы и т.д. Гранулы используются в котлах для получения тепловой и электрической энергии путем сжигания.

По словам гендиректора ОАО «Южноуральская инвестиционная компания» Виталия Евгеньева, данное производство является пилотной площадкой, на которой будет отрабатываться весь технологический процесс и дорабатываться само производственное оборудование. ЗАО «Урал-Пеллетс» также является официальным представителем итальянской фирмы по производству котлов, работающих на пеллетах.

www.d-k-d.ru

КОМПАНИЯ ROCKWOOL НАЧАЛА ВЫПУСК ЗВУКОПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛИТ «АКУСТИК БАТТС» НА ЗАВОДЕ В ВЫБОРГЕ

На заводе Группы компаний Rockwool в Выборге расширен спектр выпускаемой продукции. Помимо теплоизоляции здесь теперь также производятся звукопоглощающие плиты «Акустик Баттс», сообщает пресс-служба компании.

Они применяются для звукоизоляции жилых, офисных и иных помещений. Материал используется в конструкциях перегородок и облицовок, межэтажных перекрытиях, для дополнительной звукоизоляции потолков.

Ранее «Акустик Баттс» производился только на подмосковном заводе Rockwool (г. Железнодорожный). Выпуск плит в Ленобласти позволит сократить сроки и стоимость поставки звукопоглощающего материала для потребителей Северо-Западного региона.

ThermoNews.Ru

АВТОМАТИЗАЦИЯ — ЗАЛОГ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ

Сегодня большая часть промышленности России характеризуется высокой степенью износа основных фондов. В этих условиях автоматизированные системы управления позволяют эффективнее организовывать работу как со старыми, так и с обновляемыми активами. Поэтому энергетические компании, не оснащенные такими системами, лишаются серьезных конкурентных преимуществ. О функциях и задачах этих решений рассказывает руководитель направления бизнес-приложений компании «КРОК» Максим Андреев.

— Понятие «автоматизированные системы управления фондами и активами компании» появилось в деловом обиходе не так давно. Какова суть этих систем и в связи с чем возникла необходимость их внедрения на российской «площадке»?

— Автоматизированные системы управления основными фондами достаточно давно известны на Западе. Первые проекты по системам управления активами были внедрены в России в середине 90-х годов прошлого века, тогда же на наш рынок стали выходить крупнейшие игроки. Не секрет, что большая часть промышленности нашей страны в последние десятилетия имеет высокую степень износа основных фондов. Поэтому на сегодняшний день

без этих систем уже невозможна деятельность любого промышленного предприятия.

В журналах, документах, специальных компьютерных программах учитывается, когда нужно сделать ремонт производственных мощностей, спланировать затраты на работы и подсчитать потери от планового простоя оборудования. Хотя управление активами и фондами было всегда, на современном этапе есть возможность автоматизировать эти процессы. Вся информация о ремонте собирается сейчас в единой базе. И на основе этих данных можно построить анализ, который невозможно сделать на бумаге или в традиционных компьютерных программах, например, Excel. Кроме того, благодаря такой системе можно провести другие полезные операции, такие, как срочный и предупредительный ремонт оборудования, который не закладывается в нормативы, а осуществляется по текущему состоянию оборудования. Все эти идеи достаточно понятны и логичны, а наличие информационной системы позволяет их реализовывать.

— Какие задачи вкладываются в АСУ управления активами энергетических компаний? Есть ли принципиальные различия в разработке программного обеспечения непосредственно для энергетической отрасли?

— Для энергетических компаний эти системы, безусловно, крайне интересны и важны, поскольку энергетика — одна из самых фондоемких отраслей. Соответственно, от того, насколько бесперебойно работает оборудование, зависит работа компании в целом. Энергетики составляют большую часть среди наших заказчиков на продвинутое обновление управления активами и фондами. В частности, для одного из заказчиков мы внедрили решение по управлению производственными активами, позволяющее автоматизировать регистрацию и устранение дефектов на оборудовании, фиксировать показатели состояния оборудования, формировать планы ремонтов. Система позволяет формировать производственную программу в части ремонтов, работ по техническому перевооружению и развитию, а также техническому обслуживанию производственного оборудования на следующий год.

Кроме того, в системах автоматизации процессов предприятий, передающих электроэнергию, часто возникают сложности в связи с распределением активов на большом пространстве. Например, линии электропередачи тянутся на несколько километров, и очень важно понимать, где территориально находится то или иное оборудование.

Помимо этого, необходима интеграция с другими информационными системами и реализация управления энергетическими активами. Кроме того, перед энергетическими компаниями очень остро стоит вопрос создания отраслевого классификатора оборудования, потому что многие из них обладают однотипным набором оборудования, и на основе такой классификации можно строить все управление активами и ремонт.

— Используется ли в России зарубежный опыт или результаты внедрения подобных систем?

— На рынке разработки программного обеспечения для АСУ работают как российские, так и западные компании. Мы очень часто сталкиваемся с тем, что отечественные разработки преимущественно скопированы с зарубежных продуктов. Хотя, если говорить о специфике самих бизнес-процессов, то по разным причинам российские компании не всегда готовы переходить на западные методики управления активами — есть сложившиеся правила и требования, сохранившиеся еще с советских времен, и подчас работать по-новому невозможно. Поэтому внедрение прогрессивных технологий может вызывать внутрикорпоративное сопротивление, связанное с тем, что люди привыкли работать по-другому.

Отмечу также, что серьезный технологический прорыв в автоматизированных системах управления произошел после того, как были созданы микроэлектронные приборы, позволяющие в реальном режиме снимать показания о состоянии оборудования. Сравните, что эффективнее: когда обходчик раз в месяц проверяет состояние оборудования или когда в любое время можно просмотреть данные мониторинга. Понятно, что при работе обходчика модель управления одна. Если же вы в режиме реального времени контролируете состояние оборудования, то применяются совершенно другие операции. Микроэлектронные датчики получили быстрое развитие на разных предприятиях, и там, где компания внедряет современные станки, оснащенные устройствами для мониторинга состояния, очевидно, что переход на новые методы контроля и управления активами существенно упрощает и планирование ремонтов, и работу предприятия в целом.

Например, один из наших заказчиков осуществляет мониторинг состояния оборудования по GSM-сети с помощью японской сервисной службы. Соответственно, в данном случае речь идет о совершенно ином принципе управления.

— В чем заключается смысл самого продукта, а также сопровождение, сервис и некая адаптация к требованиям конкретного клиента?

— При создании системы проводится адаптация решений к потребностям каждого заказчика. Поэтому суть проектов внедрения систем управления активами заключается в том, чтобы сравнить потребность предприятия с тем, что уже есть в информационной системе и что необходимо дополнить или скорректировать под новые требования. Иногда говорят, что происходит реинжиниринг бизнес-процессов. На самом деле, в готовую и устоявшуюся систему привносятся новые элементы бизнес-процессов, вероятнее всего, более оптимальные, чем те, которые были ранее. По сути, происходит адаптация новых бизнес-процессов под реалии каждой конкретной компании.

Когда мы говорим о сопровождении и сервисе, необходимо учесть следующие моменты. Во-первых, внедрение системы — это совместный проект, реализуемый с участием команды заказчика, которая хорошо владеет спецификой предприятия, и внешних специалистов, понимающих специфику продукта. Во-вторых, по итогам проекта у заказчика появляются свои специалисты, которые способны оказывать незначительную поддержку развитию системы. В-третьих, существенные доработки или под-

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА

ключение дополнительных модулей выполняются внешними специалистами.

— **Каковы требования к обслуживающему персоналу? Насколько вообще необходим штат специалистов по обслуживанию таких систем?**

— Можно выделить три группы сотрудников для поддержки работы системы. Первая — это ИТ-персонал, обслуживающий серверы. Вторая группа специалистов должна заниматься оперативной поддержкой пользователей. Третья группа — это сотрудники, которые понимают общую бизнес-архитектуру приложений и при возникновении новых бизнес-потребностей знают, в каком направлении необходимо развивать эту систему. Некоторые компании предпочитают держать собственный штат разработчиков, которые занимаются оптимизацией и доработкой системы. Их численность зависит от конкретных требований компании, например, ежедневной переделки системы, которая сводится к реализации конкретной задачи на заказ.

— **Чем обеспечиваются требования к безопасности работы системы и конфиденциальности информации?**

— В первую очередь, безопасность информации обеспечивается за счет защиты базы данных; она должна иметь веерные копии и возможность восстановления в случае непредвиденных ситуаций. Ведь собрать базу данных всего оборудования компании — тяжелый труд, и потери на сервере — большая проблема. Что касается конфиденциальности данных, то все системы обладают ролевым доступом, ее пользователи имеют определенные и строгие полномочия, поэтому степень конфиденциальности данных, хранящихся в системе, полностью обеспечивается. Кроме того, всегда можно узнать, кто и когда просматривал определенные операции системы.

— **Какие риски сопровождают данные системы? Как их можно избежать или минимизировать?**

— Есть стандартные риски, которые сопровождают внедрение любого корпоративного бизнес-приложения. Например, если руководство не уделяет внимания устройству системы, не доносит до све-

дения персонала, каким образом и когда система будет работать, то есть вероятность, что либо проект вообще не получит логического завершения, либо система получится никому ненужной.

Существуют также локальные риски, касающиеся систем управления ремонтом. Это риск непредоставления информации о текущих ремонтах, непоключения данной системы к информационным системам, передающим информацию о состоянии оборудования в режиме реального времени, недоступности персонала к введению дополнительных данных и новым схемам управления активами. Во избежание этих рисков нужно очень тщательно готовить и полностью вводить план ремонтов и список активов, потому что потеря какой-то информации может серьезно повлиять на корректность функционирования системы.

Немаловажно и наличие специалистов, понимающих бизнес и потребности конкретного предприятия. К сожалению, бывает, что в проект по остаточному принципу направляют людей, не понимающих специфики задачи. В результате получается система, которая нравится консультантам, но совершенно не нужна бизнесу. Очень важно, чтобы ключевые эксперты со стороны бизнеса принимали участие в работе системы.

— **Необходима ли взаимосвязь таких систем с другими информационными продуктами для полноценного ведения бизнеса?**

— Безусловно. Если на предприятии внедрены элементы АСУ ТП, то есть — существует информационная система, контролирующая состояние оборудования в режиме реального времени. Если на предприятии есть внедренная ERP-система — финансы, логистика, бюджетирование, управление персоналом, то интеграция с ними только повысит эффективность работы. Кроме того, при управлении ремонтами важно знать, какие специалисты есть в резерве предприятия, какой квалификацией они обладают. Обычно такая информация имеется в системе управления персоналом.

Ирина КРИВОШАПКА
По материалам газеты
«Энергетика и промышленность России»



О. Мельник

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТОРО: ПЕРСОНАЛ ВОСПРИНИМАЕТ ВНЕДРЕНИЕ ПОЛОЖИТЕЛЬНО, НО ВСТРЕЧАЕТ В ШТЫКИ

Сколько бы ни рассказывали вендоры красивых историй о прелестях автоматизации ремонтов, в России под этим пока подразумевается в основном налаживание базового учета и планирования ремонтных работ. Два проекта настоящего номера (в «ГидроОГК» и ОГК5) показывают, насколько продвинулись «передовики», ушедшие дальше прочих. Но для большинства остальных энергетических предприятий, как и для холдингов из других отраслей, автоматизация ремонтов находится на начальной стадии.

Не принципиально, на какой основе делается решение: используется ли модуль ERP-системы или же применяется специализированный пакет. В любом случае возникают общие для всех проблемы.

Описания и справочники

Встают методологические вопросы: как оптимально описать и категоризировать оборудование. Никакого планирования ремонтов в «тяжелых» системах вести нельзя, пока не будет описано все оборудование. В промышленности речь обычно идет

о десятках тысяч единиц. На «Уральской стали», например, решили для начала не связываться с этой проблемой и в качестве «пилота» выбрали цеха с новыми установками, к которым есть электронная документация и паспорта, загружаемые прямо в ERP, но и это необходимости категоризации не снимает. Пока еще общепринятых методик нет, они только складываются. Любопытно, что стало больше узкоспециализированных ИТ и консалтинговых компаний, занимающихся этими вопросами, чего не было еще пару лет назад и что говорит о росте спроса на подобные проекты.

Более широкая методологическая задача — создание систем нормативно-справочной информации (НСИ). Она актуальна не только при автоматизации ТОиР (технического обслуживания и ремонтов), но в этих проектах особенно. Те, кто внедряет ERP, рассчитывают (пока еще), что, поскольку система у них будет одна, то и проблема решится сама собой, никакого раздробления не произойдет (так полагают в ТГК10), — один раз созданные справочники такими же едиными и останутся. Однако из практики других компаний мы видим, что при

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

всем желани «одной ERP сыт не будешь», всех задач она не закроет все равно, систем так или иначе будет несколько, и задача управления справочниками и классификаторами возникнет. Примечателен в этом смысле опыт ОГК5, где есть специальное подразделение, отвечающее за ведение справочников, и действует единый для предприятия механизм их пополнения. Опять же стали активно развиваться компании, способные наладить управление НСИ (НЦИТ «ИНТЕРТЕХ», например), значит, эта задача осознана как отдельная и требующая системного решения.

Прозрачность и кому она нужна

Более глобальные проблемы — организационные. Возникает ощущение, что автоматизация ТОиР хуже всякой ERP. Почему? Да потому, что в ремонтах много неопределенности, трудно проследить эффективность действий, во всяком случае сложнее, чем на складе или в производстве. Общение с подрядчиками труднее формализовать, и часто получается, что именно здесь или вообще «черная дыра», или как минимум «темный лес». Акты выполнения работ закрываются одним числом, в то время как в реальности работы выполняются намного позже. С ИТ-системой такие вещи не пройдут, ведь «отремонтированное» оборудование сразу окажется доступным для производственной загрузки, а официально смещать сроки ремонтов — сущее мученье. Другой вариант: один делает вид, что заказал ремонт, другой — что выполнил его или поставил запчасти. Автоматизация неминуемо высвечивает все то, что так искусно было скрыто и так красиво выглядело на бумаге. «Одно из наших подразделений стало всю свою работу по планированию и учету ремонтов вести в системе, а начальство из управляющей компании эти данные обнародовало на общей планерке. Директор филиала чуть не убил нас, кричал, что вообще всю эту программу снесет и не нужна она ему вовсе. Да, такой стриптиз получился...». Вот она, реальная прозрачность, но кому она нужна?

Поэтому и получается, что «персонал внедрение воспринимает положительно, но встречает его в штыки». Это дословная цитата из речи одного из специалистов, давно занимающегося автоматизацией ремонтов. Он не одинок, о саботаже, явном или скрытом, говорят практически все ИТ-менеджеры, рассказывая о своих проектах по автоматизации ремонтов. В ряде случаев попытки ИТ-отдела

все же автоматизировать процесс приводили к тяжелым конфликтам вплоть до приказа, запрещающего использовать разработанное ПО.

В общем надо ясно отдавать себе отчет в том, что автоматизация ремонтов неминуемо изменит сложившиеся процессы. Но, например, о ремонтах по состоянию речь пока не идет. Энергетики просто не имеют права на них переходить: они до сих пор подчиняются государственным нормам, отклонение от которых — подсудное дело. В металлургии и химии, в холдингах, принадлежащих частным лицам, ситуация проще, намерение переходить к ремонтам по состоянию более реально, но и здесь — только в отдаленной перспективе, несмотря на соблазн сэкономить. Каждый шаг в сторону от принятых еще в советское время норм — личная ответственность инженеров «в случае чего». И пока нет надежной статистики, рисковать никто не собирается.

Интеграция внутренняя и внешняя

Так как большая часть проектов еще только разворачивается, говорить об интеграции с другими системами явно преждевременно, в том числе и с АСУТП. Этого всем хотелось бы, но даже в среднесрочной перспективе такая задача в большинстве компаний не стоит. Известно лишь о намерении Саяно-Шушенской ГЭС провести подобный интеграционный проект. Только по ходу модернизации основного производственного оборудования ситуация будет меняться.

Использование ИТ при организации ремонтов инициирует решение задачи, которая при внедрении других систем отходит на второй план: общение с поставщиками услуг на уровне ИТ-систем. Как только внутри организации ремонтов наводится порядок, возникает желание упорядочить и поставщиков, тем более что без этого изменить ситуацию в области учета не удастся. При этом важный вопрос — чьи ремонтники реально обслуживают предприятие. Во многих холдингах их вывели в отдельные юридические лица, что существенно для планирования. На «Уральской стали», например, собственными ремонтными цехами выполняется 70% работ, и их производственная программа непосредственно формируется на основании плана ремонтов, создаваемого в ERP-системе. А внешним подрядчикам дается доступ к необходимым им данным. Таким образом, начинают складываться своеобразные связи на уровне систем, которые пока почти отсутствуют при других взаимодействиях компаний.



ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО



**В. П. Федотов,
Л. А. Федотова,
Уральский государственный
технический университет**

АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

В ряде технологических процессов электродвигатели имеют непродолжительные по времени режимы работы, связанные с периодическим включением и отключением приводимых ими в движение механизмов. Это относится к электродвигателям вибраторов, применяемых для очистки от налипания на стенки бункеров сыпучих материалов, мешалок, перемешивающих в соответствии с различными технологическими процессами растворы и сыпучие смеси, вентиляторов и т.п. При этом время их включенного состояния может отличаться от времени отключенного состояния.

Каждое повторное включение и отключение электродвигателя требует воздействия оперативного персонала на коммутационный аппарат (например, кнопочный переключатель), управляющий его работой, с фиксацией промежутков времени его включенного и отключенного состояний. Это создает неудобства в эксплуатации электродвигателей и требует больших затрат времени оперативного персонала.

С целью повышения удобства эксплуатации электродвигателей разработано устройство для автоматического управления их работой. Устройство обеспечивает в течение неограниченного времени

при однократном нажатии на кнопку «Пуск» кнопочного переключателя включение и отключение электродвигателя в заданные моменты времени без участия оперативного персонала. При этом соотношения между продолжительностью времени каждого отключенного состояния электродвигателя, так же, как и продолжительностью времени каждого его включенного состояния, могут регулироваться в соотношении, определяемом технологическими особенностями работы приводимого им в движение механизма. Для прекращения работы устройства для автоматического управления электродвигателем в любом его состоянии необходимо нажать кнопку «Стоп» кнопочного переключателя.

Схема устройства для автоматического управления работой электродвигателя показана на рис. 1.

Устройство работает следующим образом. При нажатии кнопки «Пуск» кнопочного переключателя SB напряжение от сети переменного тока подается на релейно-контактную часть схемы и подводится к входам блока питания A1. Ток протекает через обмотку реле KL, которое срабатывает и, замыкая свой контакт, встает на самоудерживание. С выхода блока питания напряжение подается на все элемен-



ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

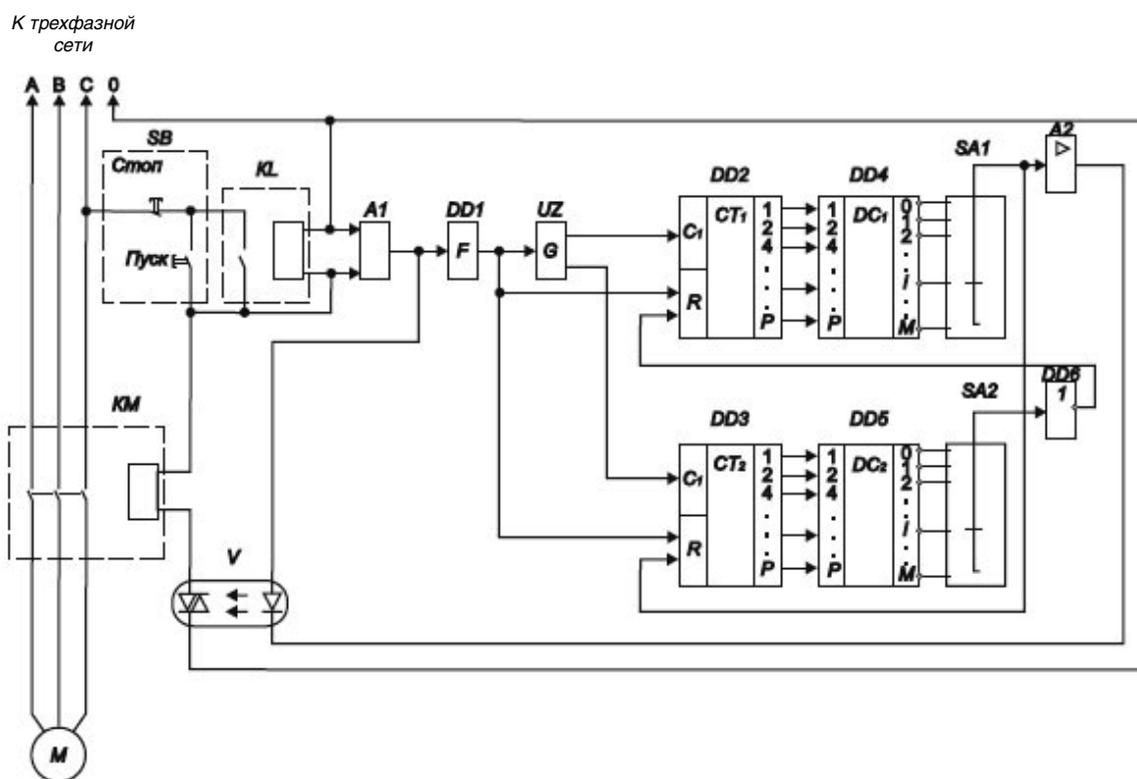


Рис. 1. Схема устройства для автоматического управления работой электродвигателя

ты электронной части устройства. Формирователь импульсов сброса DD1 вырабатывает короткий положительный импульс, который с его выхода подается на вход генератора импульсов UZ и на первые R-входы счетчиков импульсов DD2 и DD3. Счетчики импульсов устанавливаются в нулевое состояние, а генератор импульсов начинает вырабатывать прямоугольные импульсы, которые появляются на его выходах с заданной частотой.

При нулевом состоянии выходов счетчиков импульсов сигналы на всех выходах дешифраторов DD4 и DD5, кроме выхода «0», имеют единичный уровень. Единичный сигнал с *i*-го выхода дешифратора DD4 через замкнутый контакт переключателя SA1 поступает на второй R-вход счетчика импульсов DD3 и на вход усилителя A2, что приводит к появлению такого же сигнала на выходе последнего.

В результате этого отсутствует разность потенциалов между выходом блока питания и выходом усилителя. Ток через излучающую часть оптосимистора V не протекает, закрыта его силовая часть, поэтому отсутствует ток в обмотке магнитного пускателя KM. Электродвигатель M находится в отключенном состоянии. Единичный сигнал с *j*-го выхода дешифратора DD5 через замкнутый контакт переключателя SA2 подается на вход логического элемента HE DD6,

с выхода которого сигнал нулевого уровня поступает на второй R-вход счетчика импульсов DD2.

Импульсы, имеющие меньшую частоту следования, подаются с первого выхода генератора импульсов на счетный вход C1 первого счетчика импульсов DD2, а импульсы с большой частотой следования поступают со второго выхода генератора импульсов на счетный вход C1 второго счетчика импульсов DD3.

С выходов счетчиков импульсов сигналы, соответствующие двоичному коду числа поданных на их счетные входы C1 импульсов, поступают на соответствующие входы дешифраторов. Сигналы на выходах последних появляются в определенной последовательности, обеспечивая на выходах дешифратора DD4 заданный промежуток времени между двумя последовательными включениями электродвигателя, а на выходах дешифратора DD5 заданную продолжительность его включения в каждом цикле работы.

В исходном состоянии схемы в рабочем состоянии находится только счетчик импульсов DD2, т.к. на его R-входах сигналы имеют нулевой уровень, а счетчик импульсов DD3 находится в закрытом состоянии, т.к. на его второй R-вход подан единичный сигнал. В таком состоянии схема устройства

находится до прихода первого импульса на счетный вход С1 счетчика импульсов DD2.

При поступлении с первого выхода генератора импульсов на вход С1 счетчика импульсов DD2 первого импульса на выходе «1» дешифратора DD4 сигнал принимает уровень логического нуля, а на остальных выходах остается равным единице. Состояние остальной части схемы устройства при этом не изменяется. При поступлении на вход С1 счетчика импульсов DD2 второго, третьего и последующих импульсов сигнал нулевого уровня появляется последовательно на выходах «2», «3» и т. д. дешифратора DD4, оставаясь равным единице на всех остальных.

Так продолжается до тех пор, пока на вход С1 счетчика импульсов DD2 не поступит *i*-й сигнал с первого выхода генератора импульсов, когда сигнал на *i*-м выходе дешифратора DD4 примет уровень логического нуля.

Сигнал нулевого уровня с *i*-го выхода дешифратора DD4 через замкнутый контакт переключателя SA1 поступает на второй R-вход счетчика импульсов DD3, переводя его в рабочее состояние, и на вход усилителя, на выходе которого сигнал также примет значение логического нуля. В результате этого появляется разность потенциалов между выходом блока питания и выходом усилителя и через излучающую часть оптосимистора начинает протекать ток. Отпирается силовая часть оптосимистора, и ток от источника переменного напряжения начинает протекать через обмотку магнитного пускателя. Магнитный пускатель срабатывает и замыкает свои контакты в цепи питания электродвигателя М. Электродвигатель включается в работу.

С этого момента времени счетчик импульсов DD3 начинает вести подсчет импульсов, поступающих на его счетный вход С1 со второго выхода генератора импульсов. При поступлении на его счетный вход С1 каждого очередного импульса сигнал нулевого уровня перемещается последовательно по выходам дешифратора DD5, начиная с выхода «1». Состояние остальной части схемы устройства не изменяется до тех пор, пока сигнал нулевого уровня не появится на *j*-ом выходе дешифратора DD5. Сигнал нулевого уровня с *j*-ого выхода второго дешифратора DD5 через замкнутый контакт второго переключателя SA2 подается на вход логического элемента HE DD6, вызывая появление единичного сигнала на его выходе. Сигнал единичного уровня с выхода логического элемента HE DD6 поступает

на второй R-вход первого счетчика импульсов DD2, устанавливая его в нулевое состояние. В результате этого сигналы на всех выходах первого дешифратора DD4 принимают уровень логической единицы. Единичный сигнал с *i*-го выхода первого дешифратора DD4 через замкнутый контакт первого переключателя SA1 поступает на второй R-вход второго счетчика импульсов DD3, устанавливая его в нулевое состояние, и на вход усилителя А2, что приводит к появлению такого же сигнала на выходе последнего. Исчезает разность потенциалов между выходом блока питания А1 и выходом усилителя А2. Прекращается протекание тока через излучающую часть оптосимистора V, а затем через его силовую часть и обмотку магнитного пускателя KM. Магнитный пускатель RV, возвращаясь в исходное состояние, размыкает свои контакты в цепи питания электродвигателя М. Электродвигатель прекращает работу, а схема устройства возвращается в исходное состояние, т.е. в состояние, которое она имела сразу же после нажатия кнопки «Пуск» кнопочного переключателя SB.

В дальнейшем работа схемы устройства повторяется.

Для прекращения работы устройства для автоматического управления электродвигателем необходимо нажать кнопку «Стоп» кнопочного переключателя SB. При этом со схемы устройства снимается переменное напряжение, в результате чего прекращается протекание тока через обмотку электромеханического реле KL, размыкается его контакт, исчезает напряжение на входе и выходе стабилизированного блока питания А1, электронная часть схемы устройства теряет питание. Схема устройства прекращает работу независимо от того, в каком состоянии находился электродвигатель М (включенном или отключенном).

Время отключенного состояния электродвигателя М мешалки может изменяться путем перемещения подвижного контакта первого переключателя SA1, а время его включенного состояния — путем перемещения подвижного контакта второго переключателя SA2.

Таким образом, при однократном нажатии кнопки «Пуск» кнопочного переключателя SB схема устройства вводится в работу, обеспечивая в течение неограниченного времени автоматическое включение и отключение электродвигателя в заданные моменты времени, чем повышается удобство эксплуатации мешалки.



А. Г. Матисон,
технический консультант
ОАО «ВНИИР»

СИСТЕМЫ БЕЗУДАРНОГО ПУСКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Прямой пуск высоковольтного электродвигателя сопровождается 6—8-кратным броском пускового тока, создающим ударный электромагнитный момент, передающийся через вал двигателя на приводимый в движение механизм. В течение 15...20% времени разгона электродвигателя этот момент содержит вынужденную и свободную составляющие в виде знакопеременного момента с амплитудой до 4 номинальных моментов электродвигателя (рис. 1). Возникающие большие знакопеременные электродинамические усилия в обмотке статора приводят к ухудшению изоляции секций и изгибу лобовых частей обмотки вследствие смещения проводников друг относительно друга. Знакопеременный момент вызывает вибрации как самого электродвигателя, так и приводимого в движение механизма. В результате ударные нагрузки приводят к разрушению и пробою изоляции обмоток статора электродвигателей, перегоранию межкатушечных соединений, обгоранию выводных концов, поломкам валов, соединительных муфт, редукторов и другим неполадкам. Нарушается ритмичность производства и снижается выпуск готовой продукции, предприятия несут большие затраты на ремонт вышедшего из строя оборудования.

Также неблагоприятно сказываются броски пускового тока на питающую сеть, приводя к большим провалам напряжения, что отрицательно сказывается на устойчивости работы других потребителей.

Проблема исключения ударных пусковых нагрузок и, следовательно, повышения надежности работы и снятия ограничений на число пусков и остановов агрегатов с высоковольтными электродвигателями, а также снижения провалов напряжения может быть решена посредством применения разработанных в нашем институте устройств УБПВД для безударного пуска высоковольтных электродвигателей.

В зависимости от нагрузочной характеристики приводимого механизма могут использоваться два исполнения устройств: УБПВД-ВЦ (ВМ) и УБПВД-С (СР, СР2).

Устройство УБПВД-ВЦ предназначено для безударного плавного пуска высоковольтных асинхронных и синхронных электродвигателей механизмов с «вентиляторной» (квадратично зависимой от скорости) характеристикой нагрузочного момента (центробежные компрессоры, насосы, вентиляторы, дымососы, эксгаустеры и другие аналогичные механизмы). Устройство, выполненное по принципу тиристорного регулятора напряжения (рис. 2), обеспечивает ограничение скорости нарастания и значения пускового тока

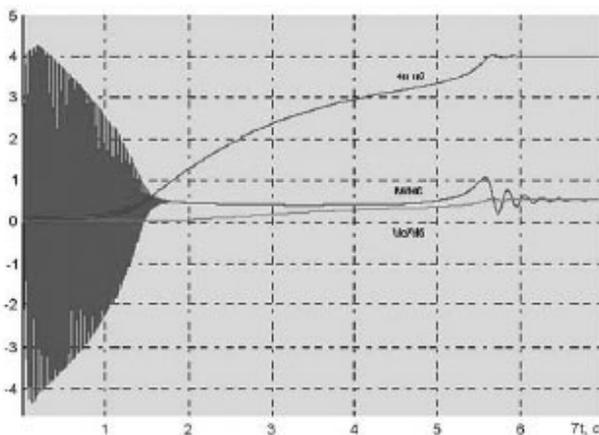


Рис. 1. Осциллограмма прямого пуска электродвигателя

электродвигателя изменением углов отпирания тиристоров через систему импульсно-фазового управления (СИФУ). В течение заданного времени пуска электродвигателя происходит плавное нарастание напряжения на обмотках статора от нуля до номинального значения. Пусковой ток увеличивается плавно с заданным токоограничением, не создавая ударных электромагнитных моментов, отрицательно сказывающихся на электродвигателе и механизме.

Устройство УБПВД-ВЦ с цифровой системой управления обеспечивает:

- проверку исправности тиристоров перед началом пуска двигателя;
- плавное нарастание тока двигателя до величины начального токоограничения, обеспечивающего трогание двигателя с места;
- формирование заданного токоограничения по времени для обеспечения разгона электродвигателя;
- фиксацию окончания разгона и выдачу сигнала на включение высоковольтного выключателя, подключающего двигатель напрямую к сети по окончании разгона;
- контроль времени разгона двигателя и выдачу сигнала на прекращение пуска при превышении заданного времени разгона.

В устройствах УБПВД-ВЦ предусмотрены 4 регулируемые уставки начального токоограничения с равномерной шкалой от 1,0 до 4,0 $I_{ном}$ для обеспечения возможности запуска с помощью одного устройства нескольких двигателей разной мощности, а также регулируемые уставки времени разгона в пределах до 60 с, выбираемые дистанционно, а также связь по высокопроизводительному интерфейсу RS-485 для возможности дистанционного управления от АСУ ТП.

Устройство УБПВД-ВМ сконструировано с использованием концепции распределенной системы и состоит из четырех интеллектуальных модулей: модуля центрального процессора и трех контроллеров фаз, связанных с центральным процессором по оптическим каналам и обеспечивающих управление тиристорами каждой из фаз. Достоинствами такого построения является значительно возросшая надежность и живучесть системы. Поскольку все модули обладают как средствами самодиагностики, так и способностью контролировать адекватность сигналов своих «соседей», отказ любого модуля легко обнаруживается и принимаются меры по предотвращению развития аварийного процесса. Даже полное разрушение модуля центрального процессора во время пуска не приводит к возникновению аварийных режимов в силовой части устройства — в течение 20 мс тиристоры отключаются уцелевшими модулями распределенной системы.

Устройство УБПВД-ВМ обеспечивает:

- непрерывный контроль исправности оконечных каскадов формирователей импульсов;
- контроль исправности всех тиристоров с возможностью просмотра их состояния на пульте управления или мониторах системы АСУ;
- поблочный контроль напряжений питания;
- контроль исправности оптоволоконных соединений между узлами устройства;
- контроль наличия связи между интеллектуальными модулями системы;
- предпусковой контроль управляемости тиристоров при наличии высокого напряжения;
- диагностику иных отказов;
- электронные защиты:

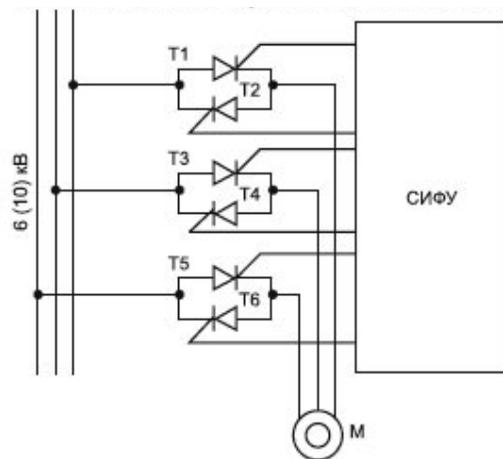


Рис. 2. Схема безударного пуска электродвигателя с тиристорным регулятором напряжения

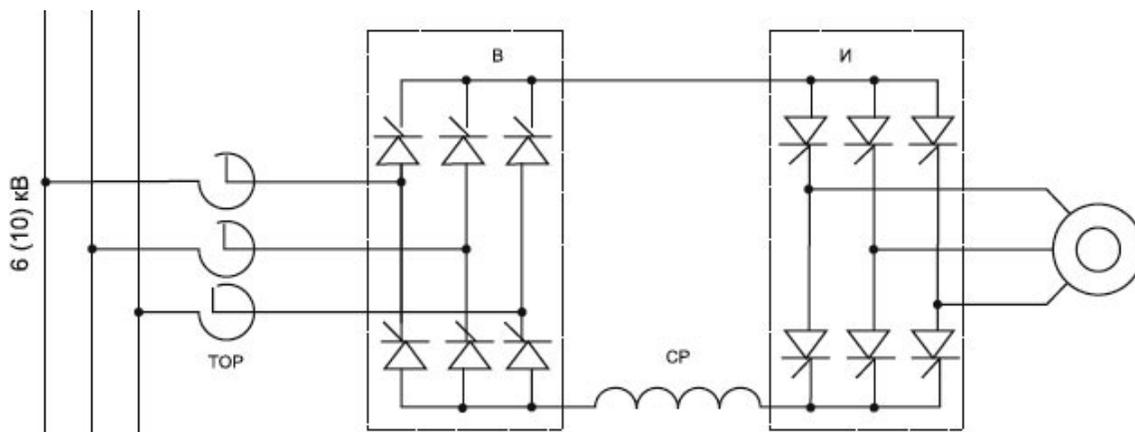


Рис. 3. Схема зависимого тиристорного инвертора тока

- ▶ максимально-токовую;
- ▶ время-токовую;
- ▶ от превышения заданного времени пуска двигателя;
- ▶ от обрыва фазы главных цепей и неполнофазного пуска;
- ▶ от неисправности тиристоров;
- ▶ от неисправности устройств формирования импульсов управления тиристорами;
- ▶ от повышения напряжения в силовой сети;
- ▶ от понижения напряжения в силовой сети;
- ▶ от неисправности вторичных источников питания;
- ▶ от неправильного чередования фаз силовой сети.

Устройство УБПВД-С предназначено для осуществления частотного пуска синхронных электродвигателей, используемых в качестве привода исполнительных механизмов с тяжелыми условиями пуска, таких как шаровые мельницы, турбокомпрессоры большой единичной мощности, вентиляторы с большими инерционными массами, насосы-компрессоры с большим начальным моментом сопротивления. Оно выполнено по схеме с зависимым тиристорным инвертором тока и обеспечивает:

- пусковой момент двигателя до $1,3 M_{\text{НОМ}}$ ($M_{\text{НОМ}}$ — номинальный момент двигателя);
- частотное регулирование с плавным повышением скорости, автоматическим поддержанием необходимого момента на валу двигателя и током потребления не более $1,5 I_{\text{НОМ}}$.

Двухконтурная система регулирования устройства осуществляет разгон в широком интервале времен пуска с формированием требуемой траектории движения.

Цифровая система управления устройства выполнена на основе сигнального процессора.

На рис. 3 приведена схема зависимого тиристорного инвертора, который включает в себя трехфазный токоограничивающий реактор ТОР, трехфазный высоковольтный тиристорный выпрямитель В, сглаживающий реактор СР и зависимый тиристорный инвертор И. Двигатель запускается в режиме регулирования частоты с включенным возбуждением. До частоты 5 Гц осуществляется принудительная коммутация тиристоров инвертора И прерыванием тока тиристорами выпрямителя В. В дальнейшем ЭДС двигателя становится достаточной для коммутации тиристоров инвертора и последний переходит в режим естественной коммутации.

Увеличением напряжения выпрямителя двигатель разгоняется до синхронной скорости и после синхронизации ЭДС двигателя и напряжения сети включается выключатель Qш, подключая двигатель к сети через токоограничивающий реактор РТ (рис. 4) и шунтируя устройство УБПВД-С.

В устройстве УБПВД-С реализованы функции логического контроллера и возможность программных заданий настроек параметров устройства. Пользователь может осуществлять программную коррекцию регуляторов, выбирать кривую пуска, ограничение тока, время разгона, аварийный останов и формировать траекторию торможения.

Устройства УБПВД-СР(СР2), имеющие усиленное охлаждение силовых модулей, предназначены для регулирования скорости высоковольтных синхронных двигателей в диапазоне скоростей от 15 до 100%. При этом для механизмов с вентиляторной характеристикой нагрузочного момента электродвигатель должен иметь запас по мощности 20—25% по отно-

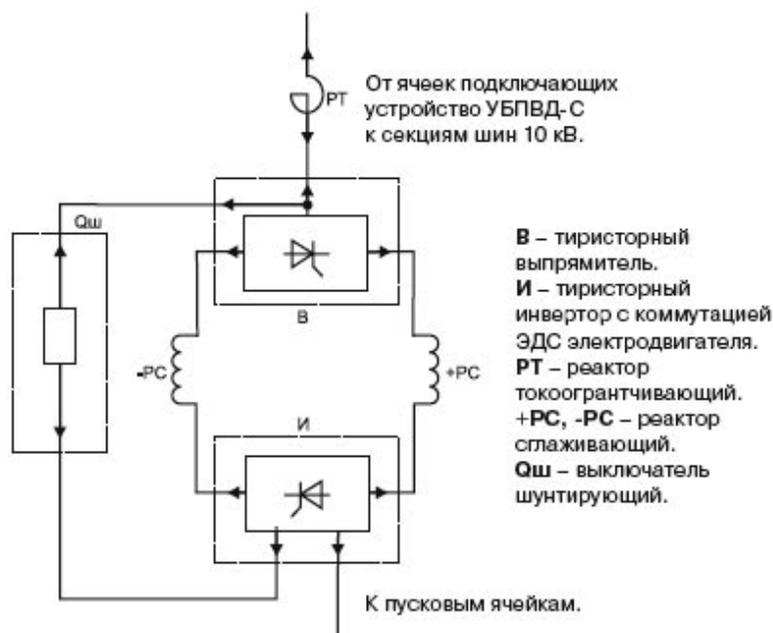


Рис. 4. Однолинейная схема устройства УБПВД-С

шению к мощности, требуемой механизмом, а для электродвигателей механизмов с нагрузочным моментом независимым от скорости (шаровые мельницы, нагруженные конвейеры и другие механизмы) требуется дополнительное охлаждение.

Система регулирования скорости на базе устройств УБПВД-СР(СР2) с зависимым инвертором тока, в котором используются тиристоры с фазовым управлением, в 3—5 раз дешевле преобразователей частоты на базе IGBT- или IGCT-приборов, менее сложная, а, следовательно, более надежна и проста в эксплуатации.

С целью снижения затрат разработана и успешно реализована в большом количестве проектов концепция систем безударного пуска (СБП) нескольких электродвигателей, подключенных к одной или нескольким секциям шин от одного устройства УБПВД. СБП позволяет осуществлять как прямой, так и поочередный безударный пуск любого выбранного электродвигателя под управлением контроллера, который исключает возможность аварийных ситуаций, связанных с ошибочными действиями оперативного персонала.

Система плавного пуска позволяет обеспечить:

- поочередный плавный пуск практически неограниченного количества агрегатов;

- уменьшить пусковые токи электродвигателей;
- улучшить условия эксплуатации токоподводящего электрооборудования;
- обеспечить возможность рационального и экономичного использования оборудования.

Применение СБП позволяет получить существенную экономию по сравнению с вариантом запуска каждого электродвигателя от индивидуального устройства УБПВД. Например, при запуске 4 электродвигателей использование СБП обеспечивает сокращение затрат на плавный пуск одного электродвигателя почти в 3 раза.

Для безударного плавного пуска высоковольтных электродвигателей в зависимости от проблемы, которая решается, рекомендуется:

- для асинхронных и синхронных электродвигателей механизмов с «вентиляторной» нагрузочной характеристикой применять устройства на базе тиристорного регулятора напряжения УБПВД-ВЦ (ВМ), обеспечивающие снятие ударных пусковых нагрузок и ограничение пускового тока в конце разгона на уровне $2,5 I_{\text{ном}}$ дв.;
- для синхронных двигателей механизмов с тяжелыми условиями пуска применять устройства УБПВД-С на базе зависимого инвертора тока, обеспечивающие разгон электродвигателя с током не более $1,5 I_{\text{ном}}$ дв.



Э. А. Киреева,
канд. техн. наук,
С. А. Цырук,
канд. техн. наук
МЭИ (ТУ)

ВОЗМОЖНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ИХ РЕМОНТ

В системах электроснабжения силовые трансформаторы являются дорогими и ответственными элементами, обеспечивающими в нормальных условиях питание всех приемников электроэнергии.

Из-за отсутствия вращающихся частей силовые трансформаторы надежны в работе, но так же, как и в другом электрооборудовании, в них при эксплуатации могут иметь место аварии (междуфазные КЗ, витковые замыкания, замыкания на землю, «пожар» стали и др.) и ненормальные режимы работы (недопустимая перегрузка, повышение температуры масла и др.).

Основные требования, предъявляемые к силовым трансформаторам в условиях эксплуатации, состоят в следующем:

- обеспечение надежного электроснабжения потребителей, что достигается ведением технически правильного режима их работы и соответствующим надзором за их состоянием, а также применением устройств автоматического включения резерва (АВР);

- работа в экономически целесообразном режиме, определяемым минимумом потерь мощности при их работе по заданному графику нагрузки при соответствующей загрузке, устранении холостого хода;

- обеспечение в условиях эксплуатации пожарной безопасности, которая обуславливается соблюдением норм и правил его эксплуатации (наличием например, слива масла в случае его возгорания; специальных ям с гравийным заполнением);

- наличие соответствующих видов защит от различных повреждений и ненормальных режимов работы (от внутренних повреждений, многофазных КЗ в обмотках и на их выводах, сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними КЗ или возможными перегрузками, от понижения уровня масла и др.).

Кроме защит, трансформатор должен иметь необходимые измерительные приборы для контроля за режимом его работы.

Известно, что на промышленных подстанциях силовые трансформаторы работают в различных режимах, которые характеризуются токами нагрузок, температурой верхних слоев масла, напряжением на вводах первичной обмотки и температурой окружающей среды.

Трансформаторы отечественного производства просты по конструкции, надежны и удобны в эксплуатации. Случаи повреждения трансформаторов вызваны: нарушением действующих правил эксплуатации, аварийными и ненормированными режимами работы, старением изоляции обмоток, нека-

чественной сборкой их на заводе или при монтаже и ремонте. Опыт монтажа и ремонта трансформаторов показывает, что две трети повреждений возникает в результате неудовлетворительного ремонта, монтажа и эксплуатации и одна треть — вследствие заводских дефектов.

Ниже рассмотрены более подробно возможные неисправности силовых трансформаторов.

Основные повреждения приходятся на обмотки, отводы, выводы и переключатели (около 84%). Аварии в обмотках происходят в основном из-за «старения» и износа изоляции. Износ изоляции может произойти из-за длительной эксплуатации трансформатора, однако наблюдается и преждевременный износ, который является результатом частых перегрузок или недостаточно интенсивного охлаждения при номинальной нагрузке. Ухудшение условий охлаждения может произойти из-за осадков шлама на обмотки, загрязнения междуобмоточных промежутков и при «старении» масла.

Витковые замыкания в обмотках возникают при разрушении изоляции обмотки вследствие деформация обмоток при КЗ, толчка нагрузки, различного рода перенапряжениях в аварийных режимах, снижения уровня масла до обнажения обмоток и в других случаях. Признаки повреждения — работа газовой защиты на отключение трансформатора с выделением горючего газа бело-серого или синеватого цвета; ненормальный нагрев трансформатора с характерным бульканьем, неодинаковое сопротивление обмоток фаз при измерении их постоянным током.

Причинами пробоя и перекрытия внутренней и внешней изоляции трансформатора могут являться появление в изоляции трещин, в которые попадает грязь и сырость, а также коммутационные перенапряжения.

Для определения прочности изоляционных прокладок в ремонтной практике производства проверка состояния электрокартона на образцах, вырезанных из изоляции различных частей трансформаторов. Вырезанную полоску электрокартона сгибают под прямым углом или складывают вдвое без сдавливания листа сгиба. Если при полном сгибе вдвое электрокартон не ломается, изоляция считается хорошей, если при полном сгибе ломается, то удовлетворительной, т.е. ограниченно годной, а если картон ломается еще при сгибе до прямого угла, то негодной.

Как показывает практика, обмотки — это самая уязвимая часть трансформаторов, часто выходящая из строя. Наиболее распространенные повреждения обмоток, кроме перечисленных выше, — замыкание

на корпус, междусекционные пробой, электродинамические разрушения, обрыв цепи.

Перечисленные повреждения происходят наиболее часто при сроке работы трансформатора выше 15 лет.

Изоляция разрушается также при длительных перегрузках трансформатора, сопровождаемых перегревом обмоток (около 105°C).

При сквозных токах КЗ вследствие динамических усилий наблюдается деформация обмоток, сдвиг их в осевом направлении и, как правило, механическое разрушение изоляции. Отгорание выводных концов, электродинамические усилия, небрежное соединение концов вызывают обрыв цепи обмоток, замыкание их на корпус или пробой с выходом трансформатора из строя.

При обрыве обмотки вследствие образования дуги может иметь место срабатывание газовой защиты.

Основные неисправности выводов трансформаторов: трещины, сколы и разрушения изоляторов в результате атмосферных перенапряжений, наброса металлических предметов или попадания животных на трансформатор, что приводит к междуфазному короткому замыканию на выводах, загрязнения изоляторов, некачественная армировка и уплотнение, срыв резьбы стержня при неправильном навинчивании и затягивании гайки. *Наиболее характерные повреждения выводов* — течь масла между фланцем вывода и крышкой, в армировке или в месте выхода стержня. Фланец представляет собой чугунную обойму и предназначен для крепления фарфорового вывода (изолятора) на крышке трансформатора, фарфоровый изолятор армирован во фланце армировочной замазкой, фланец закрепляется на крышке трансформатора болтами. *Между фланцем и крышкой плотно уложена резиновая прокладка, на которую следует обратить внимание при ремонте.*

Междувитковые замыкания в обмотке могут иметь место и при повреждении изоляции трансформатора от атмосферных перенапряжений.

Наиболее частные повреждения переключателей — оплавление или полное выгорание контактных поверхностей, вызываемое термическим действием токов короткого замыкания при недостаточном давлении (нажатии) подвижных контактов на неподвижные или при полном их соприкосновении между собой.

Наиболее серьезная неисправность трансформаторов возникает при повреждении магнитопроводов («пожар стали»), вследствие нарушения изоляции между отдельными листами стали и стягивающими их болтами. В стыковых магнитопроводах причиной аварии бывает нарушение изоляции в стыках между

ярмом и стержнями. Местные нагревы стали магнитопровода возникают в результате разрушения или износа изоляции стяжных болтов, повреждения междулистовой изоляции и плохого контакта электрических соединений. Признаки повреждения — повышение температуры трансформатора, появление газа черного или бурого цвета в газовом реле, воспламеняющегося при поджоге. Масло меняет цвет, становится темным и имеет резкий специфический запах вследствие разложения (крекинг-процесс). Кроме того, увеличивается ток и потери холостого хода, а у масла понижается температура вспышки, повышается кислотность масла и понижается пробивное напряжение.

При эксплуатации могут наблюдаться потрескивания внутри трансформатора, свидетельствующие о том, что между обмотками или их ответвлениями и корпусом происходят разряды (обмотки и металлические части магнитопроводов в трансформаторах представляют собой обкладки конденсатора). Это явление возникает в результате замыканий обмоток или ответвлений на корпус трансформатора при перенапряжениях или обрыве сети заземления. В том случае трансформатор должен быть немедленно отключен, после чего газ необходимо проверить на горючесть и отобрать пробу газа для проведения химического анализа.

На основании изложенного выше, все металлические части магнитопровода, кроме стяжных шпилек, соединяют с баком трансформатора, который надежно заземлен полоской луженой жести или латуни толщиной 0,5 мм и шириной 25—30 мм. Способы заземления магнитопровода зависят от его конструкции. Это соединение может быть выполнено перемычкой между вертикальным прессующим болтом и болтом, крепящим крышку к баку трансформатора. *При ремонте трансформатора следят за исправностью описанного заземления.*

Признаками ослабления прессовки магнитопровода, свободного колебания крепящих деталей, колебаний крайних листов магнитопровода и повышение против нормального первичного напряжения являются ненормальное гудение, дребезжание, жужжание у работающего силового трансформатора.

Нарушение прочности сварных швов и недостаточная плотность прокладки между баком и крышкой вызывает течь масла из бака. Устраняют течь масла сваркой, а небольшие волосяные трещины ликвидируют чеканкой.

Если признаков повреждения (потрескивания, щелчки внутри бака, выбросы масла) не выявлено, а сигнал газовой защиты появился, то отбирать пробы газа на анализ можно без отключения

трансформатора. При обнаружении горючего газа или газа, содержащего продукты разложения, трансформатор должен быть немедленно отключен, после чего на нем должны быть проведены измерения и испытания.

Если проверкой установлено, что выделяется негорючий газ и в нем отсутствуют продукты разложения, то устанавливают наблюдение за работой трансформатора и последующим выделением газа. При учащении появления газа в реле и работы защиты на сигнал трансформатор следует отключить.

Газовая защита может срабатывать ложно, причины этого состоят в следующем:

- сотрясения трансформатора в результате воздействия больших токов перегрузки, проходящих по его обмоткам, а также сквозных токов короткого замыкания за трансформатором;
- ненормальная вибрация при пуске и остановке вентиляторов и циркуляционных насосов у трансформаторов с принудительными системами охлаждения от возникающих перетоков и толчков масла в трубопроводах;
- несвоевременная доливка масла и снижение его уровня;
- неправильная установка трансформатора, при которой возможен значительный выброс воздуха через газовое реле, то же может быть и при доливке масла в трансформатор.

В случаях ложного срабатывания газовой защиты допускается одно повторное включение трансформатора при отсутствии видимых внешних признаков его повреждения. Если отключение трансформатора произошло в результате действия защит, которые не связаны с его повреждением, можно включать трансформатор в сеть без его проверки.

Совместное срабатывание газовой и дифференциальной защит трансформатора говорит о серьезных повреждениях внутри трансформатора.

При очистке и регенерации масла и всех работах в масляной системе, проверке газовой защиты или ее неисправности отключающий элемент газовой защиты должен быть переведен на сигнал.

Ввод газовой защиты на отключение после вывода ее из работы производится через сутки, если не было скопления воздуха в газовом реле, в противном случае включение производят через сутки после прекращения выделения воздуха. Если уровень масла в масломерном стекле повысился очень высоко и быстро, нельзя до выяснения причины открывать пробки, прочищать дыхательную трубку без размыкания цепи отключения реле.

Если газовая защита сработала с действием на сигнал в результате накопившегося в реле возду-

Таблица 1

Неисправности трансформаторов и способы их устранения

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Повышенное гудение в трансформаторе	Ослабление прессовки магнитопровода	Подтянуть прессующие шпильки (у масляного трансформатора выполняют при вынутом сердечнике)
Потрескивание внутри трансформатора	Появление замыкания между витками Ослабление болтов, крепящих крышку (кожух) трансформатора Обрыв заземления магнитопровода	Отправить трансформатор для капитального ремонта Проверить затяжку всех болтов
Выходные напряжения фаз неодинаковы при одинаковых первичных напряжениях	Недостаточен контакт в соединении одного из вводов. Обрыв в обмотках трансформатора	Восстановить заземление (у масляного трансформатора выполняют при вынутом сердечнике) Отправить трансформатор для капитального ремонта
Течь масла	Нарушение плотности: – сварных швов бака; – между крышкой и баком во фланцевых соединениях	То же Подтянуть болты, гайки. Если не может, установить новое уплотнение

Таблица 2

Ремонт силовых трансформаторов

Операция	Ремонтные работы	Пояснение
Устранение: — поверхностных повреждений небольших участков витковых изоляций;	Поврежденную витковую изоляцию восстанавливают путем наложения на оголенный провод витка слоя маслостойкой лакоткани в полуперекрышку	Эти эффекты устраняют без демонтажа обмотки
— ослабление прессовки обмоток;	Обмотки, не имеющие прессующих колец, подпрессовывают	По всей окружности обмотки между уравнительной и ярмовой изоляциями забивают дополнительные прокладки из прессованного электрокартона
— незначительной деформации отдельных секций поврежденных изоляций	Изоляцию отвода восстанавливают путем наложения на поврежденный участок двух слоев лакоткани шириной 25—30 мм	
Ремонт изоляции обмоток с использованием провода поврежденной катушки	Поврежденную изоляцию удаляют обжигом в печи при температуре 450—500°C. Витки изолируют кабельной бумагой или тафтяной лентой в два слоя с перекрытием	Изолированной катушке придают нужный размер путем подпрессовки. Изготовленную катушку высушивают, пропитывая лаком и запекают при температуре 100°C в течение 8—12 ч
Изготовление новой обмотки в зависимости от ее типа	Для этой операции применяют обмоточные станки с ручным или моторным приводом. Катушку наматывают на шаблоне	На шаблон перед намоткой провода накладывают слой электрического картона толщиной 0,5 мм, предохраняющего витки первого слоя от сдвига при снятии катушки
Изготовление цилиндрической обмотки НН из провода прямоугольного профиля	При намотке однослойной катушки витки закрепляют с помощью банджа из киперной ленты. При намотке многослойных катушек бандажирование не делают	При переходе из одного слоя в другой в местах перехода прокладывают полоску прессшпана на 4—5 мм больше ширины витка для предохранения изоляции крайних витков
Изготовление многослойной обмотки НН из круглого провода	Каждый слой обматывают кабельной бумагой, которой покрывают все витки и пояски, уложенные в торцах шаблона	Поясок изготавливают в виде полоски из электротехнического картона толщиной, равной диаметру провода. Сам поясок схватывают бумагой шириной 25 мм и укладывают в торце шаблона
Соединение обмоток	Провода сечением до 40 мм ² соединяют пайкой паяльником, большого сечения — специальными клещами	При пайке проводов применяют флюсканифоль (кислотой пользоваться запрещается) или порошкообразную буру
Пропитка и сушка обмоток	Причиной — фосфористая бронза диаметром 3—4 мм или серебряные припои ПСр-45, ПСр-70. Обмотки опускают в глифталевый лак и выдерживают до полного выхода пузырьков воздуха, затем поднимают, дают стечь излишкам лака (15—20 мин) и помещают в печь для запекания	Сушка считается законченной, когда лак образует твердую блестящую и эластичную пленку

Таблица 3

Ремонт магнитопровода силовых трансформаторов

Операция	Ремонтные работы	Пояснение
Разборка магнитопровода	Отвертывают верхние гайки вертикальных шпилек и гайки горизонтальных прессующих шпилек. Снимают ярмовые балки. Расшлихтовывают верхнее ярмо со стороны ВН и НН одновременно. Эскизируют взаимное положение пластин двух последних слоев активной стали магнитопровода. Связывают верхние концы пластин, продевая кусок проволоки в отверстие для стержня. Демонтируют обмотки	Извлекают шпильки из ярма. Маркируют балку надписью «сторона ВН» или «сторона НН». Расшлихтовывают, вынимая по 2–3 пластины, не перемешивая, связывают в пакет. Укладка пластин после ремонта должна соответствовать заводской
Замена изоляции стяжных шпилек	Бумажно-бакелитовую трубку изготавливают из кабельной бумаги толщиной 0,12 мм и при намотке на шпильку пропитывают бакелитовым лаком, затем запекают	Толщина стенок изоляционных трубок, мм, для диаметров шпилек, мм: 12–25÷2–3 25–50÷3–4 Более 50÷5–6
Удаление старой изоляции листов стали	Изолирующие шайбы и прокладки изготавливают из электрокартона толщиной не менее 2 мм. Проверяют изоляцию стяжных шпилек, накладок и ярмовых балок мегом-метром 1000–2500 В	Диаметр изолирующей шайбы должен быть на 3–5 мм больше диаметра нажимной. Сопротивление изоляции стяжных шпилек должно быть не ниже 10 Мом
Изолирование листов	Удаляют старую изоляцию стальными щетками или кипячением листов в воде, если они покрыты бумажной изоляцией	Можно применять обжиг листов с равномерным нагревом при температуре 250–300°C в течение 3 мин
При ремонтах после «пожара стали» изготавливают новые листы стали	Допускают изолирование пластин через одну. Новый слой лака наносят пульверизатором. Сушат 6–8 ч при температуре 20–30°C	Используют семь из 90% лака и 10 % чистого керосина или глифталевого лака и растворителей (бензина и бензола). Можно применить зеленую эмаль
	Листы раскраивают так, чтобы длинная сторона была обязательно вдоль проката. Отверстия для стяжных шпилек делают только штампом	Сверление не допускается

Таблица 4

Ремонт расширителей силовых трансформаторов

Операция	Ремонтные работы	Пояснение
Очистка от грязи и ржавчины наружной поверхности. Очистка внутренней поверхности	Очищают расширитель металлической щеткой и протирают насухо чистой ветошью. Вырезают заднюю стенку расширителя, очищают поверхность от грязи и ржавчины. Окрашивают маслостойкой эмалью или нитроэмалью. Вырезают из листовой стали новую стенку и приваривают к корпусу расширителя	Окончательную очистку производят тряпкой, смоченной в бензине. Стенку вырезают, оставляя выступ-кольцо, к которому после очистки приваривают новое дно. Приваривают стенку, не допуская пережога металла, ровным, плотным швом без трещин
Ремонт скобы маслоуказателя или патрубка	Очищают поверхность, подлежащую приварке, скобу, штуцер маслоуказателя; патрубок приваривают к корпусу расширителя	Сварку производят ацетилено-кислородным пламенем. Патрубок, соединяющий расширитель с кожухом трансформатора, выступает над нижней линией поверхности расширителя на 25–30 мм
Ремонт масломерного стекла	Вывертывают внутреннюю пробку маслоуказателя, вынимают масломерное стекло, чистят его или заменяют новым	Протирают тряпкой, смоченной сухим трансформаторным маслом
Восстановление контрольных отметок маслоуказателя	Наносят новые отметки на расширителе у маслоуказательного стекла	Отметки уровня масла при температуре +35, +5, –35°C наносят цинковыми белилами на высоте 0,55; 0,45 и 0,1 диаметра расширителя

ха, необходимо выпустить воздух из реле и перевести цепь отключения защиты на сигнал. При отключении трансформатора от газовой защиты и обнаружении при проверке в реле горючего газа — повторное включение трансформатора запрещается.

О характере повреждения внутри трансформатора можно предварительно судить по цвету выделяющегося в реле газа. Желтый цвет газов свидетельствует о повреждении дерева, беловато-серый — бумаги, а черный — масла.

Для проверки горючести газов зажигают спичку и подносят ее к чуть приоткрытому верхнему крану реле. Горючесть газов свидетельствует о внутреннем повреждении трансформатора.

К настоящему времени в эксплуатации находятся наряду со «старыми» трансформаторами, отслужившими свой срок службы, новые, отличающиеся повышенной надежностью и долговечностью. Поэтому часть рекомендаций, приведенных в табл. 1, 2, 3, 4, для новых силовых трансформаторов устарела. Тем не менее она может быть полезна для старых типов трансформаторов.

В соответствии с РД 34.45—51.300—97 сейчас все электрооборудование, в том числе и силовые трансформаторы, подлежат тепловизионному (термографическому) контролю. Это дает возможность на ранней стадии выявить у трансформаторов возможные неисправности (дефекты), сократить затраты на техническое обслуживание вследствие снижения объема ремонтных работ.

При тепловизионном контроле выявляются следующие неисправности силовых трансформаторов и автотрансформаторов:

- нарушения в работе систем охлаждения и оценка их эффективности;
- нарушения внутренней циркуляции масла в баке трансформаторов с большим сроком службы;
- выявление магнитных полей рассеяния;
- дефекты изоляции маслонаполненных и фарфоровых вводов;
- ослабление контактных соединений токоведущих частей.

При проведении тепловизионных обследований могут использоваться следующие приборы: тепловизор, ИК-термометр (пирометр), термометр для определения температуры окружающей среды, штатные измерительные приборы электроустановки.

При проведении тепловизионного обследования с целью поиска и локализации мест повышенного нагрева снимаются термограммы боковых поверхностей бака, теплообменников и маслососов маслонаполненных силовых трансформаторов,

всей наружной поверхности сухих трансформаторов, маслонаполненных и сухих вводов, фарфоровых изоляторов вводов, элементов устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), элементов переключающих устройств (ПБВ), контактов аппаратных зажимов и других, доступных для обследования нагруженных элементов трансформаторов.

Кроме указанных выше, в результате выполнения тепловизионного обследования могут быть выявлены следующие дефекты трансформаторов:

- образование короткозамкнутых контуров по элементам конструкции трансформаторов из-за разрушения их изоляции;
- местные нагревы магнитопроводов и обмоток трансформаторов, связанные с потерями энергии в них вследствие нарушения изоляции, распрессовки обмоток и магнитопроводов, ослабления жесткости общей конструкции.

Для трансформаторов 6/10 кВ при диагностическом обследовании проводятся следующие виды контроля:

- при мощности до 100 кВА тепловизионный и визуальный;
- при мощности от 100 до 630 кВА тепловизионный, визуальный и по усмотрению заказчика — отбор трансформаторного масла для проведения физико-химического анализа;
- при мощности 630 кВА и выше тепловизионный, вибрационный, визуальный, а также отбор пробы трансформаторного масла для проведения физико-химического анализа.

Как показывает опыт эксплуатации, наиболее востребованными среди масляных трансформаторов в настоящее время являются трансформаторы типа ТМГ, отличающиеся повышенной надежностью и минимальным временем обслуживания.

Литература

1. Справочная книга электрика/Под ред. В.И. Григорьева. — М.: Колос, 2004.
2. Справочник энергетика/Под ред. Чохонелидзе А.Н. — М.: Колос, 2006.
3. Приборы и средства диагностики электрооборудования и измерений в системах электроснабжения. Справочное пособие/Под ред. В.И. Григорьева. — М.: Колос, 2006.
4. Федоров А.А., Попов Ю.П. Эксплуатация электрооборудования и промышленных предприятий: Учебн. пособие для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 1986.



Э. А. Киреева,
канд. техн. наук, МЭИ (ТУ),
С. В. Воронин, инж.,
С. П. Мокринский, инж.,
Н. Н. Курочкин,
ВСК «Электро»

ШИНОПРОВОДЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Токопроводы напряжением до 1 кВ с изолированными шинами, заключенными в жесткую оболочку, изготавливаемые на заводе и поставляемые комплектно на место монтажа, называют шинопроводами. По назначению шинопроводы подразделяют на магистральные, распределительные, осветительные и троллейные.

Магистральные шинопроводы (МШ) применяют на переменном токе для соединения трансформатора с ГРЩ либо ВРУ или в блоке «трансформатор-магистраль». На отходящих от ГРЩ или ВРУ линиях МШ применяют для питания энергоемких потребителей, распределительных щитов или для подключения распределительных шинопроводов. На постоянном токе МШ применяют для выполнения электрических сетей в промышленных установках постоянного тока на напряжение до 1,2 кВ (например, для соединения машинных или статических преобразователей с электродвигателями главных приводов прокатных станков). МШ постоянного тока выпускают на токи от 1,6 до 5,0 кА, МШ переменного тока — от 0,8 до 4,25 кА с алюминиевыми и 1,0—6,3 кА с медными шинами.

Распределительные шинопроводы (РШ) применяют для выполнения магистралей с большим числом подсоединений различных индивидуальных потребителей (например, станочного оборудования, распределительных щитков), а также для подачи питания на осветительные шинопроводы.

РШ выпускают на токи от 40 до 800 А.

Разновидностью РШ могут быть напольные шинопроводы, прокладываемые под фальшполами для выполнения модульных совмещенных сетей. Такие сети обычно выполняют в административных, торговых, выставочных и других зданиях (например, при совмещении электросети с сетями ПК, радио, связи, ТВ, источников бесперебойного питания, для рабочих мест операторов). Напольные РШ выпускают на токи от 25 до 63 А.

Осветительные шинопроводы применяют для подключения осветительных приборов или потребителей небольшой мощности и выпускают на токи от 25 до 40 А.

Троллейные шинопроводы (ТШ) применяют для питания цеховых электроприемников подвижного состава (например, кранов, кран-балок,

Таблица 1

Технические характеристики шинопроводов со спаренными фазами

Показатель	ШМА73, ШМА73П, 1600А	ШМА58Н		
		2500А	4000А	
Электродинамическая стойкость (амплитудное значение) не менее, кА	70	70	100	
Сопротивление шин на фазу, Ом/км:	активное при температуре шин 20°	0,031	0,020	0,013
	индуктивное при частоте 50 Гц	0,022	0,020	0,015
Сопротивление петли «фаза-нуль» (полное), Ом/км	0,16	—	—	
Линейная потеря напряжения на 100 м при номинальном токе, нагрузка сосредоточена в конце линии, $\cos \varphi = 0,8$, В	11,5	13,5	16,5	
Количество и размеры шин на фазу, мм	2 (90x8)	2(120x10)	2 (160x12)	
Количество и площадь сечения нулевых проводников, мм ²	2x710	2x640	2x640	
Размеры поперечного сечения прямой секции (ширина x высота), мм	300x160	444x215	444x259	
Плотность тока, А/мм ²	1,11	1,04	1,04	

монорельсовых дорог, напольных тележек, установок для раскроя тканей) и выпускают на токи от 35 А до 1 кА.

Магистральные шинопроводы. На переменном токе большое влияние на технические характеристики средств передачи электроэнергии оказывает конфигурация проводников, их взаимное расположение и схема их соединения в силу явлений поверхностного эффекта (скин-эффекта) и эффекта близости. Например, при пропускании больших токов по проводнику круглого сечения его внутреннее сопротивление возрастает с ростом диаметра проводника. По этой причине сечения трехжильных кабелей на напряжение до 1 кВ в ПУЭ ограничены (при токах порядка 370 А для медных проводников) 185 мм². Для обеспечения необходимой пропускной способности по току следует или увеличивать число кабелей или применять проводники с шинами плоского сечения, у которых значение скин-эффекта менее выражено. Чем больше соотношение сторон проводника, тем лучше распределение плотности тока в них. В современных конструкциях МШ применяют шины с соотношением высоты к ее толщине кратным от 10 до 30.

Известно, что технические характеристики МШ при токах нагрузки 1,6 кА и более с двумя или тремя шинами на одну фазу во многом зависят от схемы соединения шин. На ранней стадии развития электропромышленности применялась схема соединения с расщепленными фазами. Однако шинопроводы по этой схеме обладали недостатками из-за громоздкости конструкции (голые шины на изоляторах защищались со всех сторон металлической сет-

кой) и больших значений коэффициента добавочных потерь $K_d=1,4$, где $K_d=Ra/Rom$ — отношение сопротивлений (или мощностей) активного при номинальной нагрузке на переменном токе к омическому — на постоянном. На значение K_d в этой схеме оказывает влияние еще и действие эффекта близости, связанное со стремлением токов одного направления сконцентрироваться в наиболее удаленных друг от друга частях проводников. В настоящее время эту схему применяют только в МШ постоянного тока, например, ШМАД или в системах неизолированных шин от ТП к ГРЩ прошлых лет.

Более совершенны схемы соединения со спаренными фазами (табл. 1), в которых используется принцип равенства и противоположности действий токов в полуфазах, за счет чего значительно снижена величина индуктивного сопротивления. Значение же потерь активной мощности остается еще большим и K_d достигает уровня 1,33. По этой схеме в России изготавливались шинопроводы ШМА 68-Н и ШМА-73 для использования в четырехпроводных сетях с глухо заземленной нейтралью (рис. 1). Соединение секций заводского изготовления между собой на монтаже осуществлялось, как правило, аргонодуговой сваркой с последующим изолированием места стыка стеклолакотканью с клеем. В ограниченных случаях (поскольку контактные части шин не были обработаны защитным от окисления покрытием) для соединений допускалось применение одноболтовых сжимов, собираемых с помощью стандартного инструмента. В такой конструкции охлаждение нагретых шин происходит за счет конвективного теплообмена.

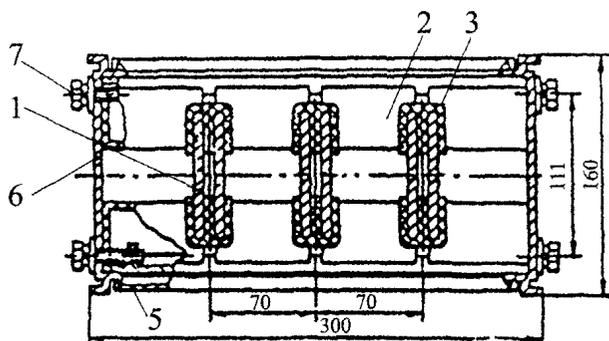


Рис. 1. Поперечный разрез ШМА-73

- 1 — фазные изолированные шины
- 2 — изолятор
- 3, 4 — изолирующие прокладки
- 5 — верхняя и нижняя перфорированные стальные крышки
- 6 — боковые профили из алюминиевого сплава
- 7 — шпилька-стяжка стальная

К недостаткам такой схемы можно отнести невысокую степень защиты оболочкой (по ГОСТ 14254—96 от IP 20 до IP 31) и надежность работы одноболтового сжима, ограниченность номенклатуры (нет изделий для вертикальной прокладки, Z-образных), а также трудоемкий монтаж при сборке. В настоящее время эти шинопроводы, хотя и сняты с производства, но находятся в эксплуатации на многих действующих предприятиях России (таких, например, как ВАЗ, КАМАЗ), СНГ и стран дальнего зарубежья.

В настоящее время шинопроводы, помимо традиционного промышленного применения, широко используют при строительстве административных, жилых и общественных зданий. Поэтому с начала девяностых годов в России стали применять шинопроводы с улучшенными параметрами за счет применения системы шин с шихтованными фазами. Хотя конструкция корпуса с использованием перфорированных стальных крышек, с конвективным теплообменом для охлаждения шин и степенью защиты — IP 31 напоминает конструкцию со спаренными фазами, K_d достигает уже значения 1,15. На территории России применялась модификация этих схем в виде шинопровода ШЗМ16, изготовленного в сплошном алюминиевом корпусе, со сварным способом соединения шин.

С развитием химической промышленности появились электроизоляционные материалы, обладающие наряду с большой электрической прочностью еще и высокой степенью нагревостойкости. Это обстоятельство вызвало новый подход к конструированию шинопроводов. Появились МШ со схемой соединения, называемой условно «Пакет», получив-

шие широкое распространение вплоть до настоящего времени. Изолированные шины, плотно сжатые с помощью одноболтового сжима в пакет, заключены в стальной кожух с хорошо развитой поверхностью, выполняющей назначение радиатора охлаждения. Процесс охлаждения этого МШ происходит благодаря теплопроводности от шин на стенки кожуха и от кожуха в окружающую среду конвективно и излучением. Независимо от количества пакетов в конструкции (два на ток от 2,5 кА и три на ток от 4 кА) шина одной и той же фазы, разделенная пакетами модулей, представляет собой единую шину с большим соотношением ее высоты к толщине. Такое расположение делает распределение плотности тока по сечению шины оптимальным, сводя скин-эффект и активное сопротивление к минимуму по сравнению с другими схемами соединения шин. В плотно сжатых шинах индуктивное сопротивление также имеет минимальные значения. Коэффициент добавочных потерь для этой схемы $K_d = 1.09 \dots 1.10$.

Размещение шины одной фазы в двух- или трехмодульном (пакетном) шинопроводе придает большую электродинамическую стойкость всей конструкции МШ в целом.

Во всех современных конструкциях шины защищают от окисления. Для того чтобы избежать образования окисной пленки Al_2O_3 , обладающей высоким переходным сопротивлением, у алюминиевых шин делают двойное покрытие цинком и оловом, либо цинком и никелем. Такая мера значительно снижает величину переходного контактного сопротивления и предохраняет контакты от окисления и разрушения в связи с большой разницей электрохимических потенциалов при подсоединении, например, отходящих медных проводников. Медные шины также защищают, подвергая их лужению, делая более надежным место стыка при соединении двух секций. Для стабилизации давления в стыке в режиме постоянного цикла «нагрев-охлаждение» затяжку одноболтового сжима производят моментным ключом с усилием 80 Н. Для предотвращения самоотвинчивания применяют специальные шайбы, с возможностью визуального контроля через прозрачные колпачки за положением специально нанесенных рисок. В такой конструкции сборка секций при монтаже осуществляется намного быстрее, в том числе и за счет отсутствия необходимости изолирования шин в месте стыка. В конструкции этого типа применяют встроенные изоляторы из высокопрочного и термостойкого материала (статитовых или на основе поликарбонатов). Наряду с другими производителями МШ этого направления, в России хорошо известна, например, компания

Таблица 2
Технические характеристики шинопроводов типа «Пакет»

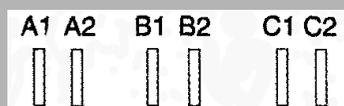
Номинальный ток	ИЕС 60439-2: 2000; Ростест											
	A	800	1000	12 150	1600	1600*	2000	2500	3050	3100	4000	4250
Код шинопровода		08	10	12	13	16	20	25	27	30		41
Стандарты	ИЕС 60439-2: 2000; Ростест											
Рабочее напряжение	В 1000											
Частота	Гц 50/60											
Степень защиты по ГОСТу 14252-96	IP 55											
Электротермическая стойкость (1 сек)	кА	60	50	50	50	100	100	100	100	100	120	120
Электродинамическая стойкость (пик)	кА	110	110	110	110	220	220	220	220	264	264	264
Сопротивление R при 20° С активное	мОм/м	0,055	0,041	0,032	0,026	0,028	0,021	0,016	0,013	0,014	0,011	0,09
Джоулевы потери при номинальном токе I2R1	Вт/м	128,6	162,0	201,6	268,8	299,5	348	318,8	474,4	461,3	655,3	596,1
Сопротивление при номинальном токе R1	мОм/м	0,067	0,054	0,043	0,035	0,039	0,029	0,017	0,017	0,016	0,014	0,011
Реактивное сопротивление (в номинальном токе и при 50 Гц) X1	мОм/м	0,045	0,030	0,020	0,023	0,016	0,014	0,014	0,010	0,011	0,006	0,006
Полное сопротивление при номинальном токе Z1	мОм/м	0,085	0,065	0,048	0,043	0,042	0,032	0,024	0,022	0,022	0,016	0,014
Сечение фазных и нулевых проводников	мм ²	525	700	910	1120	1050	1400	1820	2240	2100	2730	3360
Сечение PE для 5-проводн. шинопровода	мм ²	525	700	910	1120	1050	1400	1820	2240	2100	2730	3360
Сечение PE для 4,5-проводн. шинопровода	мм ²	262,5	350	455	560	525	700	910	1120	1050	1365	1680
Площадь поперечного сечения корпуса (PE)	мм ²	918	968	1028	1088	18/36	1936	2056	2176	2904	3084	3264
Размеры проводников	мм ²	7x75	7x140	7x130	7x160	2(7x75)	2(7x100)	2(7x130)	2(7x160)	3(7x100)	3(7x130)	3(7x160)
Масса 4-проводного шинопровода	кг/м	16	19	22	24	29	36	44	46	53	62	70
Масса 5-проводного шинопровода	кг/м	17,5	21	24,5	27	32	40	49	51	59	69,5	79
Сопротивление петли «фаза-ноль»	активное	мОм/м	0,1313	0,1035	0,0779	0,0694	0,0711	0,0528	0,0412	0,0373	0,0306	0,0248
	реактивное	мОм/м	0,0311	0,0630	0,0843	0,0707	0,0730	0,0569	0,0525	0,0416	0,0397	0,0450
	полное	мОм/м	0,1880	0,1502	0,1163	0,0999	0,1034	0,0789	0,0674	0,0596	0,0508	0,0515
Плотность тока	А/мм ²	1,52	1,43	1,37	1,42	1,52	1,42	1,37	1,36	1,48	1,47	1,26

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

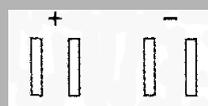
«ЕАЕ Электрик АШ» («ВСК Электро»). МШ этой компании типа КВ, технические характеристики которых приведены в табл. 2, имеют российские сертификаты качества и пожарной безопасности. Степень защиты оболочкой в МШ «Пакет» имеют значения IP 52 и выше, как например, IP 55 для КВ с многослойной изоляцией в стальном корпусе или IP 68 у фирмы Lanz, что достигается применением литой полимерной изоляции. Такая усиленная изоляция позволяет применять МШ в различных неблагоприятных средах, в том числе и для уличных усло-

вий, например, для электроснабжения фуникулеров в горнолыжных комплексах. Выпускаемые в России шинопроводы пакетного типа ШМА4 для четырехпроводных сетей с глухо заземленной нейтралью и ШМА5 для пятипроводных — с изолированной нейтралью сохранили способ соединения и изолирования шин по аналогии с конструкцией ШМА73. Полная номенклатура магистральных шинопроводов включает в себя следующие секции: присоединительные к трансформаторам и шкафам ГРЩ или ВРУ; прямые стандартной длины 3 м (реже 4)

С расщепленными фазами

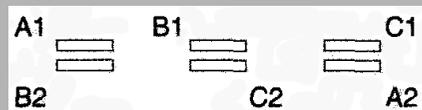


а) В системах неизолированных шин на ТП и в ГРЩ прошлых

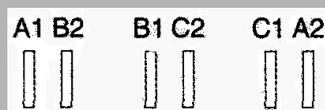


б) ШМАД и ШМАДК (Россия)

Со спаренными фазами

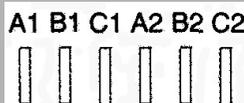


в) 1943...1968 гг. США ШМА-58 (Россия)

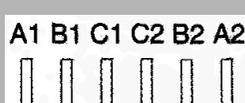


г) ШМА-68, ШМА-73 (Россия)

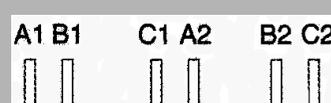
С шихтованными фазами



д) Canalis (Франция)

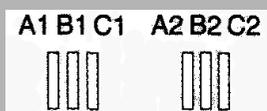


е) Klockner-Moeller, Sivacon (Германия)

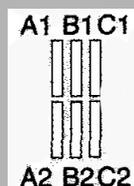


ж) ШЗМ16 (Украина)

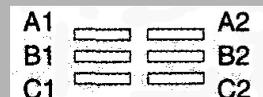
Пакетное соединение шин



з) С 1968 г. Westinghouse, ITE Corp. (США) «Мацусита» (Япония), ЕАЕ «Электрик АШ» (Турция)



и) с 1980 г. ШМА-4 (Россия), с 1990 г. ШМА-5 (Россия)



к) «Тошиба» (Япония), «Шнацдер» (Франция), Zuccini (Италия), Noboduct (Германия), Lanz (Швейцария)

Схема соединения магистральных шинопроводов

и подгоночные; ответвительные с защитным, отключающим аппаратом или без него, с глухим присоединением; угловые горизонтальные и вертикальные; Z-образные с поворотом в одной и двух плоскостях, а также T-образные, переходные с одного тока на другой, компенсационные, фазировочные, вводные, концевые и транспозиционные. Современные конструкции МШ (кроме ШМА4, ШМА5) позволяют применять их для вертикальных стояков в жилых и общественных зданиях повышенной этажности или в зданиях средней этажности с большими нагрузками. На вертикальных участках некоторые вентилируемые типы МШ, а также распределительные шинопроводы, оснащают внутренними противопожарными перегородками. Для шинопроводов, например, типа КВ такие перегородки устанавливать нет необходимости, т. к. воздух внутри стальной оболочки корпуса вытеснен и практически отсутствует. Противопожарному изолированию подлежит только само место прохода шинопровода через перекрытие, которое выполняют по типовым альбомам, например, института ВНИПИ ТПЭП.

Распределительные шинопроводы (РШ). Номенклатура РШ во многом схожа с номенклатурой МШ за исключением секций фазировочных, транспозиционных и присоединительных к трансформаторам, которые в РШ отсутствуют. Также в номенклатуре РШ есть секция крестообразная, которая в МШ отсутствует. Конструкции РШ выпускают с одной шиной на фазу с зазорами между шинами. Действие скин-эффекта в такой конструкции чуть больше, чем в МШ, но значительно меньше, чем в кабелях круглого сечения.

С другой стороны, упрощаются условия присоединения к РШ возможно большего числа потребителей. В табл. 3 приводятся технические характеристики четырехпроводных шинопроводов ШРА-73 (ШРА-4). В РШ этого типа алюминиевые шины для большей надежности присоединения в контактной зоне плакируют медью. Соединение секций ШРА-73 при монтаже производится с помощью болтов, устанавливаемых на шинах каждой фазы с применением обычного инструмента. В конструкциях РШ современного типа, например, систем КО или МК, где шины имеют такие же защитные покрытия, как и в МШ типа КВ, соединение секций производят или непосредственно между собой, или с применением блока контактных вставок одноболтовым сжимом. Затяжку сжима выполняют моментным ключом с усилием 42 Н.

Конструкции РШ этого типа имеют четырех- и пятипроводное исполнение со степенью защиты оболочкой IP40 и IP 55, что делает их применение более универсальным. Так, например, для вертикальной прокладки предпочтительней является конструкция с IP 55. Для прохода через перекрытия на вертикальных участках устанавливают секции заводского изготовления, снабженные противопожарными перегородками, а также компенсационные секции. Компенсационные секции устанавливают и на горизонтальных участках при длине трассы более 30 м, а также при переходе через деформационные швы здания. В табл. 4 приведены технические характеристики РШ типа КОА с алюминиевыми шинами.

Выбранные по току магистральные и распределительные шинопроводы проверяют на потерю напряжения по формуле, учитывающей конфигура-

Таблица 3

Технические характеристики шинопроводов типа ШРА-4

Показатель	Шинопровод			
	ШРА4-250	ШРА4-400	ШРА4-630	
Номинальный ток, А	250	400	630	
Сечение токоведущих шин, мм	35x5	50x5	80x5	
Допустимое амплитудное значение тока короткого замыкания в первый полупериод, кА	25	35	40	
Сопротивление фазы (среднее) при температуре 20° С, номинальном токе и установившемся режиме, мОм/м:	активное	0,21	0,15	0,095
	индуктивное	0,21	0,17	0,11
	полное	0,30	0,23	0,145
Потеря напряжения на участке 100 м при номинальном токе ($\cos \varphi = 0,8$) и равномерно распределенной нагрузке, В	6,35	7,6	7,7	
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP 32	IP 32	IP 32	
Плотность тока, А/мм ²	1,4	1,6	1,6	

Таблица 4

Технические характеристики шинопроводов типа КОА

Код шинопровода		01	02	03	04	05	06
Номинальный ток	А	160	250	315	400	500	600
Стандарты		1ЕС 60439-2: 2000, РОСТЕСТ					
Напряжение изоляции	В	1000					
Рабочее напряжение	В	1000					
Частота	Гц	50,60					
Степень защиты по ГОСТ 14252-96	IP	40,55					
Электродинамическая стойкость (пик)	кА	17	30	30	63	63	73,5
Электротермическая стойкость (1 сек.)	кА	10	15	15	30	30	35
Значения тока короткого замыкания цепи «фаза-нулевой проводник»: (пик)	кА	10,2	15,3	15,3	36	36	44,1
Значения тока короткого замыкания цепи «фаза-нулевой проводник» (1 с)	кА	6	9	9	18	18	21
Сопротивление цепи постоянному току	мОм/м	0,263	0,204	0,178	0,117	0,093	0,079
Полное сопротивление	мОм/м	0,333	0,274	0,243	0,166	0,139	0,118
Джоулевы потери при номинальном токе	Вт/м	21,96	46,13	60,73	60,00	81,75	101,52
Сопротивление при номинальном токе (активное R1)	мОм/м	0,286	0,246	0,204	0,125	0,109	0,094
Реактивное сопротивление при номинальном токе и при 50 Гц	мОм/м	0,205	0,183	0,165	0,118	0,103	0,088
Импеданс (в номинальном токе)	мОм/м	0,349	0,319	0,270	0,182	0,157	0,135
Сечение фазных и нулевого проводников	мм ²	120	150	180	300	375	450
Сечение РЕ для 5-проводн. шинопровода	мм ²	120	150	180	300	375	450
Сечение РЕ для 4,5-пров. шинопровода	мм ²	60	75	90	150	187,5	225
Площадь поперечного сечения корпуса (РЕ)	мм ²	583	593	603	643	668	693
Размеры проводников	мм	6x20	6x25	6x30	6x50	6x62,5	6x75
Масса 4-проводного шинопровода	кг/м	7,0	7,5	8,0	10,0	11,0	12,0
Масса 5-проводного шинопровода	кг/м	7,3	8,0	8,7	11,0	12,0	13,0
Плотность тока	А/мм ²	1,3	1,7	1,8	1,3	1,3	1,3

цию и протяженность сети. Расчет потерь напряжения в трехфазных линиях шинопроводной системы ведется с учетом следующих критериев:

$$\Delta U = a\sqrt{3}LI(R_1 \cos \varphi + X \sin \varphi)10^{-3}, B,$$

где

a — коэффициент распределения нагрузки;

L — длина линии, м;

I — ток в линии, А;

R_1 — активное сопротивление при номинальной нагрузке, мОм/м;

X_1 — индуктивное сопротивление при номинальной нагрузке и частоте 50 Гц, мОм/м;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности потребителя.

Шинопроводы осветительные (ОШ) имеют в своей номенклатуре секции прямые, подгоночные, вводные и устройства ответвительные, с защитой или без нее для подключения к ним осветительных приборов или потребителей небольшой мощности. Ответвительные устройства для питания однофазных потребителей могут быть снабжены штепселями со шнурами.

С целью обеспечения равномерной нагрузки на трехфазную линию ОШ штепселя маркированы для подключения их к соответствующим фазам. Также в номенклатуру ОШ могут входить угловые и тройниковые секции. Однако в некоторых типах ОШ для этих целей применяют гибкие секции. В России выпускают ОШ типа ШОС-2, ШОС-4 для применения в сетях с глухо заземленной нейтралью. В табл. 5 приведены технические характеристики ШОС-2, ШОС-4. Для сетей с изолированной нейтралью все большее применение находят, например, ОШ типа КАМ на токи 25 А и 32 А, а также с дублированной линией в едином корпусе типа D-Line на токи 25 А; 32 А; 40 А. Большим спросом пользуются комбинированные системы «шинопровод-светильник» ТАК — УАК на 25 А.

Для электропитания потребителей небольшой мощности применяют РШ на ток до 63 А в корпусе по конструкции и габаритам, близком к КАМ. Для сетей с изолированной нейтралью, наряду с другими РШ, известна конструкция шинопровода типа КАР, рассчитанная на токи 40 А и 63 А. Для модульных совмещенных сетей (электрика, связь, ТВ, ПК и т.д.) с целью обеспечения рабочих мест операторов в помещениях с повышенными полами применяют шинопроводы напольного исполнения типа DAM/DAP на токи 25 А и 63 А. Параметры этих РШ приведены в табл. 6.

В номенклатуру магистральных, распределительных и осветительных шинопроводов входят ответвительные устройства (секции или коробки) с установкой защитных, отключающих аппаратов или без них.

В номенклатуру **троллейных шинопроводов** (ТШ) включены секции: прямые, подгоночные, радиусные, вводные, компенсационные и разделительные, для организации ремонтных участков. Также в номенклатуру ТШ входят: токосъемные каретки с роликами или токосъемники со щетками, траверсы для крепления на них токосъемных устройств, устанавливаемых на подвижном составе токоприемника, и индикаторы напряжения или указатели троллейные. Для монорельсовых дорог с автоматическим адресованием груза, предназначенных, например, для установки в складских помещениях с большими объемами и номенклатурой продукции, применяют ловители. Эти элементы устанавливают в местах сочленения прямых и радиусных секций или на сложных переходах, поскольку скорости перемещения подвижного состава, например, кранового оборудования, могут достигать 250 и более метров в минуту. Конструкции ТШ выпускают как с защитным кожухом, например, ТВ для трехфазных потребителей, так и в открытом исполнении. Примером шинопроводов открытого типа могут быть отечественные ШМТА или типа U10 — U40 фирмы Vahle. В ТШ этого типа шины изолированы пофазно и выпускаются на токи до 1000 А. Это так называемые монотроллейные шинопроводы. В состав монотроллейных ТШ входят еще соединители, троллеедержатели, клицы опорные и промежуточные, токосъемники со щетками.

Шинопроводы всех типов имеют специально разработанные для них поддерживающие и опорные устройства для крепления к строительным конструкциям зданий. Только бугельные устройства, устанавливаемые на подвижном составе, для крепления на них

Таблица 5

Технические характеристики шинопроводов ШОС-2, ШОС-4

Наименование параметров	Показатель
Номинальный ток, А	25
Номинальный ток штепселя, А	10
Номинальное напряжение, В	500
Частота, Гц	50; 60
Потеря напряжения на участке 100 м, В	6,1
Электродинамическая стойкость при сквозных токах (амплитудное значение), кА	4,5
Материал шины	ПВ
Сечение проводника, мм ²	6
Наибольшее расстояние между точками крепления, м	3
Допустимая нагрузка, кН/м	0,12
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP 44

Таблица 6

Технические характеристики шинопроводов DAM/DAP

Показатель		DAM 25	DAM 32	DAM 40	DAM 63	
Стандарты		ЕС 4391-2, Ростест				
Напряжение	в	690 В				
Частота	Гц	50/60				
Степень защиты (по ГОСТ 14254-96)		IP 55				
Номинальный ток	А	25	32	40	63	
Эл. динамическая стойкость (амплитуда)	кА	5	6	7,5	9	
Эл. термическая стойкость (1 сек)	кА	2,27	2,72	3,4	4	
Сопротивление фазы	активное	мОм/м	5,3	4,68	1,70	1,75
	реактивное	мОм/м	1,36	1,11	0,69	0,14
	полное	мОм/м	5,48	4,80	1,84	1,45
Сопротивление петли	«фаза-ноль»	мОм/м	8,58	7,60	3,48	3,22
	реактивное	мОм/м	1,53	1,22	0,90	0,49
	полное	мОм/м	8,69	7,68	3,59	3,26
Джоулевы потери	Вт/м	3,23	4,66	2,68	5,68	
Сечение шин L1, L2, L3, N	мм ²	3,2	4	6	12,5	
Сечение шины PE	мм ²	18,3	18,3	18,3	18,3	
Сечение корпуса (как PE)	мм ²	3,2	4	6	6	
Масса 4-проводного DAM/DAP	кг/м	1,13	1,17	1,33	1,42	
Масса 5-проводного DAM/DAP	кг/м	1,17	1,19	1,41	1,48	

траверс под токосъемники не входят в номенклатуру ТШ и их изготавливает непосредственно заказчик.

Преимущества современных шинопроводных систем перед кабельными.

1. Шинные системы более компактны, требуют меньше места, чем кабельные системы, в особенности при нагрузках на линии в несколько сотен или тысяч ампер.

2. Модульная конструкция шинных систем позволяет применять ее в зданиях или сооружениях любого типа и любой конфигурации. В отличие от кабельных систем, шинные можно легко изменять, дополнять или переносить в другое помещение, здание и устанавливать заново без особых капитальных затрат. Модульная конструкция шинных систем отличается гибкостью и мобильностью.

3. Плотно сжатые шины, заключенные в металлический корпус с сильно развитой поверхностью, способны хорошо проводить выработанное тепло на стенки кожуха и от него в окружающую среду. Охлаждение лучше, чем в кабельных системах.

4. Шинные системы не имеют эффекта образования тяги при возгораниях благодаря компактности конструкции, либо вмонтированным внутренним противопожарным перемычкам. К тому же теплоустойчивость изоляционных материалов шинных систем (130°С) выше, чем у кабельной изоляции (90° С).

Шинные системы не горючи, не являются огнепроводными и не выделяют вредные газы (галоген) при пожаре. Кабельные системы могут возгораться и содействовать распространению пожара в зданиях.

5. Жесткая конструкция элементов системы обеспечивает повышенную устойчивость к воздействию токов короткого замыкания по сравнению с кабельными системами, достигая, например, для МШ 6,3 кА значений 264 кА амплитудного и 120 кА термического тока КЗ.

6. Минимальное расстояние между осями проводников уменьшает их индуктивное сопротивление, а плоская, относительно тонкая шина способствует оптимальному распределению плотности тока в ней,

снижая активное сопротивление. В результате потеря напряжения при одной и той же длине в шинных системах значительно ниже, чем в кабельных системах.

7. Низкие значения сопротивлений в шинных системах способствуют снижению потерь активной энергии и ограничивают рост реактивной энергии при эксплуатации по сравнению с кабельными системами.

8. Как правило, при особенно большой силе тока используют несколько кабелей для однофазного соединения, где кабели могут отличаться как по длине, так и по месту расположения и качеству присоединения. Шинные системы исключают раз-

ницу в длине между проводниками, имеют точные параметры активного и индуктивного сопротивления и обеспечивают равную, в максимально возможной степени, нагрузку на каждой фазе. В этом случае кабельные системы не могут быть строго параметрированы.

9. Компактность конструкции и стальной кожух обеспечивают значительно более низкое электромагнитное поле вокруг шинной системы по сравнению с кабельной системой. МШ высокой нагрузки (1,6 кА — 6,3 кА) могут быть благополучно установлены вблизи информационных кабелей, не создавая при этом электромагнитных помех в информационной системе.

Таблица 7

Технические характеристики шинопроводов типа ТВ

Номинальный ток	A	35	63	80	100	125	160	200	250
Число проводников системы		5-проводная				7-проводная			
Номинальное напряжение	В	400	400	400	400	400	400	400	400
Пробивное напряжение	кВ/мм	30	30	30	30	30	30	30	30
Частота	Гц	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Сопротивление активное	мОм/м	2,74	1,71	1,37	0,91	0,68	0,67	0,45	0,34
Сопротивление индуктивное	мОм/м	0,14	0,13	0,13	0,14	0,13	0,21	0,07	0,06
Сопротивление полное	мОм/м	2,75	1,72	1,38	0,92	0,69	0,71	0,46	0,35

Таблица 8

Технические характеристики шинопроводов типа ШМТ-А

Показатель	Шинопровод ШМТ-А	
Номинальный ток, А	250	400
Номинальный ток токоъемника, А	40; 63; 100	100; 160
Номинальное напряжение, В	660	660
Частоте, Гц	50 и 60	50 и 60
Допустимое амплитудное значение тока короткого замыкания, кА	10	15
Сопротивление фазы (среднее, при трехфазной линии и температуре проводника 20°C), Ом/км:	активное	0,255
	индуктивное	0,15
	полное	0,296
Потеря напряжения на участке 100 м, В	12,7	14,53
Рекомендуемое расстояние между точками крепления, м, не более	1,5	1,5
Расстояние между осями троллеев, мм	60	80
Материал троллеев	АД31Т	АД31Т
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP21	IP21
Максимальная скорость перемещения каретки, м/мин	100	100

10. С шинной системой электроэнергия экономично и безопасно распределяется на линии при помощи ответвительных коробок в необходимых местах. Расположение этих ответвительных коробок можно легко и безопасно изменять в дальнейшем при необходимости. Кроме того, всегда имеется возможность увеличения числа ответвительных коробок.

11. Шинные системы состоят из полностью сертифицированных стандартных элементов, где все предусмотрено для исключения ошибок и безопасной работы обслуживающего персонала:

а) ответвительные коробки или вилки являются испытанными и сертифицированными частями шинной системы и соответствуют всем требованиям безопасности;

б) на корпус шинопроводов наносят обозначения направления от источника электропитания и соответствующей маркировкой — место расположения шины заземления;

в) при монтаже соединения секций между собой производят по типу штепсельного, исключающего неправильное соединение фаз;

г) применение моментных ключей или болтов со срывными головками исключает чрезмерное давление на контакты, что позволяет шинным системам «дышать» во время цикла «включение-отключение», при этом защитное покрытие шин позволяет сохранять надежность контактного соединения на весь период эксплуатации;

д) надежность присоединения всех элементов стандартизирована и практически не зависит от квалификации электромонтажника. Безопасность соединений кабельных систем зависит от опыта монтажника.

12. Монтажная готовность шинных систем значительно выше, чем у кабельных систем. Это обеспечивает меньшее время использования рабочей силы на монтаже и более низкую стоимость монтажа.

13. Шинные системы не могут быть повреждены механически (например, различными грызунами), чему препятствует стальной кожух, в отличие от незащищенных кабельных систем.

14. На стадии проектирования здания с использованием шинных систем:

а) уменьшается количество кабельных лотков;

б) уменьшается число распределительных панелей в электрощитовой, становится возможным подключение нагрузок по всей трассе (от механизмов, распределительных щитов на этажах) напрямую от ответвительных коробок;

в) уменьшаются размеры главных распределительных щитов;

г) уменьшаются габариты помещения ГРЩ и отпадает необходимость в строительстве непроходных кабельных каналов;

д) уменьшается число автоматических выключателей;

е) исключаются многие аксессуары, используемые для кабельных систем;

ж) упрощается разработка и сокращается время разработки проекта;

з) автоматизированный дополнительный дизайн-проект, кроме наглядности, уточняет состав элементов системы и спецификацию проекта.

Таким образом, системы сборных шин имеют преимущества перед кабельными системами: улучшенные электрические характеристики, упрощенные и, вместе с тем, надежные схемы распределения электроэнергии, минимальные пространственные объемы, быстроту установки и снижение расходов времени на монтаже, гибкость и трансформируемость системы, различные виды высокой степени защиты, легкость в обслуживании и экономия электроэнергии в эксплуатации.

Конечно, при выборе системы канализации электроэнергии необходимо, прежде всего, руководствоваться экономическими соображениями. Начальная стоимость только шинопроводов выше кабельных систем, но при учете возможного уменьшения количества панелей у ГРЩ (ВРУ) и количества кабельных аксессуаров, высокой монтажной способности и эксплуатационных свойств шинопроводов, их преимущества становятся очевидными.



**И. А. Цыкарев,
первый заместитель
генерального директора
ООО «Группы Модуль»**

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

По мере развития общества мы все более усложняем инфраструктуру, поскольку нам необходимы новые торговые и деловые районы. Это, в свою очередь, требует создания все более сложных электрических сетей для распределения электроэнергии, что должно сочетаться с повышением безопасности людей, работающих в этих районах.

Традиционно распределение электроэнергии производится через **силовые трансформаторы**, заполненные жидким диэлектриком. Уже на протяжении более 100 лет эти трансформаторы производятся с применением материалов на основе целлюлозы и минерального масла в качестве охлаждающей среды. Помимо того что масло является прекрасным охлаждающим и изоляционным материалом, оно также легко воспламеняется и является потенциально горючим под воздействием пламени. Поэтому существует потребность в создании более безопасной системы распределения, если население находится в непосредственной близости от таких трансформаторов.

Благодаря **высочайшему уровню безопасности** по сравнению с маслонаполненным оборудованием, сухие трансформаторы приобретают все большую мировую популярность в качестве систем распре-

деления энергии. Первостепенную важность имеют их огнестойкость и способность функционировать в различных окружающих условиях.

Сухие трансформаторы должны иметь низкий уровень шума, компактные размеры и небольшую массу, чтобы свести к минимуму занимаемый ими объем пространства, которое можно продуктивно использовать. Пользователи и разработчики технических условий для решения этих задач обратились **к сухим трансформаторам с открытой вентиляцией**. В Европе некоторые изготовители предложили в качестве решения технологию литой изоляции класса В или F. Многие страны Азии, в том числе Китай и Корея, позаимствовали эту технологию у Европы. Однако после эксплуатации таких установок в течение более десяти лет ограничения, присущие этой технологии, стали вызывать у пользователей все большую озабоченность. Возрастающие тяжелые нагрузки, необходимость применения экологически безопасных материалов и требования к надежности в долгосрочной перспективе выявили недостатки этих низкотемпературных технических решений. Суровые условия могут привести к растрескиванию больших блоков смолы, а ускоренное старение материала ведет к появлению неисправностей уже в течение первых десяти лет эксплуатации.



Рис. 1. Трансформаторная подстанция

Преимущества сухих трансформаторов

Термостойкие изоляционные материалы в трансформаторах класса F, класса H (180°C) и выше до класса R (220°C) обеспечивают **существенные преимущества**.

Планируя приобрести трансформатор, пользователи выбирают поставщика, который может обеспечить поставку надежного трансформатора с требуемыми спецификациями на электрические эксплуатационные характеристики, относящегося к необходимому классу экологической безопасности и огнестойкости, по самой выгодной цене. Пользователи обычно не требуют применения какой-то конкретной системы изоляции, поскольку она считается составной частью оборудования, которым воспользуется фирма-изготовитель для производства изделия, в максимальной мере отвечающего их потребностям. Однако сегодня становится особенно важно, чтобы пользователь, желающий приобрести **трансформатор**, в наибольшей мере отвечающий его потребностям, понимал все возможные альтернативные варианты, их технические достоинства, а также то, какими плюсами или минусами обладают эти трансформаторы при практической эксплуатации. Все большую важность приобретает способность оборудования функционировать в самых разных окружающих условиях и при температурах, нередко превышающих нормальные проектные условия.

Наиболее распространенными проблемами являются высокие, порой неожиданные нагрузки и высокие окружающие температуры, типичные для многих районов Азии, в частности, для Индии.

Сегодня изготовители располагают материалами, обладающими стойкостью к высоким температурам, в частности, арамидами, эмалями, смолами



Рис. 2. Силовой трансформатор

и лаками, что позволяет им производить системы изоляции, обеспечивающие высокую надежность при высоких температурах эксплуатации. Если предположить, что трансформатор обладает системой изоляции, основанной на таких материалах, как **арамидные бумаги**, обладающие тепловым показателем 220°C, то это позволяет эксплуатировать такую систему при температуре горячих точек до 220°C. Такой трансформатор сможет работать в непрерывном режиме при температуре окружающей среды 40°C и при допуске в горячих точках в пределах 30°C.

В условиях высоких температур окружающей среды во многих местных стандартах содержится требование к эксплуатации при температуре на уровне 50°C. Поэтому такие системы могут выдержать превышение температуры на 140°C при допуске на горячие точки в пределах 30°C. Благодаря **высокой термостойкости** этой системы изоляции и уменьшению пространства, необходимого для охлаждения, по сравнению с трансформатором равной мощности, но рассчитанным на более низкие температуры, это оборудование будет более компактным и гораздо более легким. Более того, при каждом увеличении температурного класса размеры трансформатора можно будет уменьшать на 10—15%. Например, трансформатор мощностью 500 кВА класса R (220°C) будет до 15% меньше трансформатора класса H (180°C) и почти на 30% меньше сопоставимого трансформатора класса F (155°C).

Однако даже несмотря на то, что во многих случаях уменьшение размеров и веса представляет большой интерес, чаще всего система изоляции класса R (220°C) применяется в трансформаторах, рассчитанных на работу по характеристикам классов F или H. Этот выбор позволяет получить пользователям очень **компактную установку**, обеспечи-

вающую высокую гибкость при эксплуатации, в том числе работу под большими нагрузками при пониженных потерях энергии, и такие установки вызывают во всем мире огромный интерес. Особенно привлекательны для районов, где наблюдается быстрый рост нагрузок и преобладают экстремальные климатические условия.

Экономические соображения

При приобретении обычных **трансформаторов с жидким диэлектриком** или сухих трансформаторов с пониженной термостойкостью, например, конструкций класса В или F с литой изоляцией, размеры агрегата, как правило, зависят от максимальной нагрузки, которую ожидает пользователь, поскольку они должны гарантировать надежность и достаточный срок эксплуатации системы изоляции. Это связано с тем фактом, что трансформаторы изолируются материалами, которые не могут выдерживать нагрузки, превышающие проектные температуры в горячих точках. Поскольку средние нагрузки часто бывают гораздо ниже максимальных, трансформатор оказывается спроек-

тированным **с большим запасом**, в результате чего его габариты намного превышают необходимые. Теперь же, благодаря принципу применения систем изоляции класса R, пользователи могут приобретать трансформаторы меньшего размера, исходя из средних ожидаемых нагрузок, а следовательно, эти трансформаторы обходятся дешевле, чем крупногабаритные трансформаторы, рассчитанные на максимальную ожидаемую нагрузку. Благодаря применению **aramидной системы изоляции**, этот трансформатор выдерживает значительные перегрузки или пиковые подъемы температуры без существенного сокращения срока эксплуатации.

Этот же подход применим и в тех случаях, когда пользователи ожидают значительного увеличения мощности, которое потребуется в течение 5—10 лет после установки оборудования. Что может быть связано с расширением завода или торгового центра. Приобретение трансформатора, рассчитанного на начальные требования к мощности и способного выдерживать перегрузки на более позднем этапе, позволяет добиться **существенной экономии**

Таблица 1

Экономическая оценка трансформаторов при различных нагрузках

Номер варианта	1	2	3	4
Термический класс изоляции	F	C	F	C
Нагрузка в течение первых 10 лет (кВА)	350	350	350	350
Нагрузка в течение вторых 10 лет (кВА)	350	350	650	650
Возможности трансформатора				
Мощность (кВА)	500	500	500	500
Превышение температуры (K)	100	100	100	100
Затраты первого периода (общие)				
Начальные затраты	100	104	100	104
Потери в сердечнике	100	100	100	100
Потери в обмотках	40	40	40	40
Всего за период	240	240	240	244
Затраты второго периода (общие)				
Начальные затраты	—	—	100	—
Потери в сердечнике	100	100	200	100
Потери в обмотках	40	40	74	134
Всего за период	140	140	374	234
Общие затраты за 20 лет	380	384	614	458

**DAIKIN НАЧИНАЕТ
ПРОИЗВОДСТВО НОВОЙ
СЕРИИ КОММЕРЧЕСКИХ
МУЛЬТИСИСТЕМ**

Компания Daikin Europe N.V. объявила о расширении модельного ряда кондиционеров серии Sky Air новыми моделями мощностью 20 и 25 кВт, получивших название CMSQ и разработанных специально для небольших помещений коммерческого назначения, таких как магазины, рестораны и офисы.

Новые кондиционеры работают на безопасном хладагенте R-410A и оснащены инверторным управлением. Благодаря этому обеспечивается стабильность температуры в кондиционируемом помещении и максимальная энергоэффективность, особенно в условиях работы при частичных нагрузках.

Система CMSQ позволяет индивидуально управлять внутренними блоками (до 4), различными по исполнению и мощности. При этом индивидуальное управление каждым из них может осуществляться с помощью беспроводного инфракрасного или проводного пульта дистанционного управления. Разработанная система обеспечивает возможность размещения наружного блока на стене, крыше и даже внутри здания благодаря улучшенным показателям по длине фреоновых проводов и крайне низким показателям по шуму.

Следует отметить, что компания Daikin Europe N.V. разработала два варианта внутренних блоков: кассетный блок с круговой раздачей воздуха (FMCQ) и каналный блок (FMDQ). Каждый из них включает по 5 моделей в диапазоне мощностей от 5 до 12,5 кВт по холоду.

Кассетные блоки с круговой раздачей воздуха FMCQ создают комфортное воздушное распределение во всех направлениях и обеспечивают равномерный воздушный поток. Горизонтальная подача воздуха внутри помещения обеспечивает работу без сквозняков, а 23 различные схемы распределения воздушных потоков

52 >>

средств и отложить дополнительные инвестиции на далекое будущее. Рассмотрим данные, приведенные в табл. 1.

Данный пример исходит из допущения, что изготовлены два трансформатора, причем один из них имеет систему изоляции класса F (вариант 1), а другой — систему изоляции, рассчитанную на 220°C (вариант 2). Оба трансформатора работают в течение 20 лет при той же нагрузке. Окончательная стоимость, выражаемая в относительных единицах, будет **примерно одинаковой**. Начальная стоимость будет незначительно выше (4%). Однако, если мы теперь предположим, что через десять лет нагрузка возросла до точки, когда требуется большая мощность, данные анализа резко изменятся.

В первом случае потребуется еще один трансформатор класса F (вариант 3), а во втором случае исходный трансформатор класса H может без проблем выдержать перегрузки (вариант 4), что позволяет **существенно сократить затраты** в течение 20 лет. Это особенно интересно в тех случаях, когда особое значение приобретают убытки, связанные с потерями энергии, поскольку потери в сердечнике удвоятся в случае необходимости приобрести второй трансформатор (вариант 3). С другой стороны, хотя при варианте 4 возрастают потери в обмотках, эти потери происходят при полной нагрузке и снижаются на квадрат тока при средней нагрузке и не в часы пик.

Применение термостойких арамидных изоляционных материалов в трансформаторах, работающих при температурах ниже их тепловых показателей, значительно увеличивает срок эксплуатации такого оборудования.

Согласно эмпирическому правилу, понижение температуры на каждые 10°C по сравнению с тепловым показателем удваивает срок эксплуатации материалов. Таким образом, трансформатор класса F с материалами класса 220°C будет иметь ожидаемый срок эксплуатации, **более чем в 16 раз** превышающий срок эксплуатации эквивалентного трансформатора с материалами, имеющими тепловой показатель 155°C, и работающего при 180°C.

Трансформаторы, работающие в условиях термических классов F или H или еще более высоких классов, имеющие **системы изоляции из арамидных материалов**, рассчитанные на номинальную температуру до 220°C, позволяют владельцам оборудования воспользоваться способностью выдерживать перегрузки, свойственной этим трансформаторам, без дополнительных расходов, и эксплуатировать его в течение более длительного времени.

В мире XXI века такая продукция дает возможность изготовителям удовлетворить растущую потребность общества в **повышенной безопасности**, защите окружающей среды и экологичности. Помимо этого, такие **трансформаторы** обладают **повышенной стойкостью** к короткому замыканию и выбросам напряжения из сетей энергоснабжения.



С. А. Шатун,
инженер ИЦ ОАО «СЗТТ»
ОАО «Свердловский завод
трансформаторов тока»

СУХИЕ ТРЕХФАЗНЫЕ СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ С ЛИТОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Краспределительным (понижающим) трансформаторам — основному элементу подстанции — предъявляются жесткие требования как по надежности, по техническим и эксплуатационным характеристикам, так и по экологической безопасности. Что касается сухих распределительных трансформаторов в классе напряжения 6 и 10 кВ, то здесь нередко встречается оборудование, изготовленное по устаревшим технологиям. Важнейшим элементом сухого трансформатора, определяющим его потребительские свойства, является изоляция обмотки высокого напряжения, качество которой зависит от используемых материалов и технологии изготовления.

Трансформаторы серии ТЛС производства Свердловского завода трансформаторов тока — это сухие трансформаторы нового поколения с изоляцией обмоток из компаунда, залитого в вакууме. Линейка мощностей серийно производимых трансформаторов находится в пределах от 10 до 63 кВА (табл. 1). Основным напряжением первичной обмотки является 6 кВ или 10 кВ, а вторичной 0,4 кВ соответственно.

Трансформаторы предназначены для эксплуатации в электроустановках, подвергающихся воздействию грозовых перенапряжений при обычных мерах

грозозащиты, и имеют нормальную изоляцию уровня «Б» по ГОСТу 1516.3 класса нагревостойкости «В» по ГОСТу 8865 и класса воспламеняемости FH (ПГ) I по ГОСТу 28779.

Трансформаторы изготавливаются для нужд электроэнергетики. Могут использоваться для питания собственных нужд КРУ, КТП, а также для электропитания жилых и промышленных объектов.

Оценка экологической безопасности трансформатора является одним из важнейших критериев для принятия решения о его покупке. В связи с этим, преимущества литой изоляции очень важны. Благодаря этой особенности трансформаторы с литой изоляцией могут устанавливаться в местах, где необходима повышенная безопасность.

Также трансформаторы серии ТЛС можно использовать для электроснабжения коттеджей и дачных поселков, магазинов и универсамов. Возможно проектирование более мощных трансформаторов для электроснабжения промышленных объектов.

Кроме того, трансформаторы ТЛС успешно прошли все квалификационные испытания в ИЦ ОАО «СЗТТ» и получили российский сертификат соответствия требованиям ГОСТа 11677—85. Испытания проводились на нагрев, перегрузочную способность, электромагнитные испытания на пониженном

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

напряжении, испытания на стойкость при коротком замыкании (длительность импульсов при испытании на стойкость к короткому замыканию составила 0,2 сек.) и испытания грозowymi импульсами напряжения. Испытания грозowymi импульсами напряжения проводились по схеме, представленной на рис. 1, 15-ударным методом пофазно. Испытывалась как внутренняя изоляция, так и внешняя (между фазами в том

числе). При регистрации импульсов (рис. 2) использовался электронный осциллограф. Кроме того, проводились климатические испытания на резкую смену температуры окружающей среды, на воздействие влаги и росы и на устойчивость к тепловому удару.

Надежность трансформаторов достигается путем полного контроля на всех стадиях сборки и монтажа. Испытываются катушки трансформатора перед

Таблица 1

Линейка мощностей серийно производимых трансформаторов

Наименование параметра	ТЛС-10/6	ТЛС-10/10	ТЛС-25/6	ТЛС-25/10	ТЛС-40/6	ТЛС-40/10	ТЛС-63/6	ТЛС-63/10
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	6	10	6	10	6	10	6	10
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	0,4							
Наибольшее рабочее напряжение ВН, кВ	7,2	12	7,2	12	7,2	12	7,2	12
Вид переключения ответвлений	ПБФ							
Регулирование напряжения обмотки ВН, %	±2x2,5							
Номинальный ток обмотки ВН, А	0,96	0,57	2,4	1,44	3,84	2,31	3,49	2,09
Номинальный ток обмотки НН, А	14,43		36,09		57,73		90,9	
Номинальная мощность, кВА	10		25		40		63	
Номинальная частота, Гц	50							
Ток холостого хода, %	2,1		3		2,3		3,5	
Потери холостого хода, кВт	0,09		0,21		0,25		0,49	
Напряжение короткого замыкания, %	1,45		1,82		1,59		1,22	
Потери короткого замыкания, кВт	0,31		0,41		0,56		0,69	
Сопротивление изоляции обмоток, МОм, не менее — Обм. ВН — Обм. НН + корпус — Обм. НН — Обм. ВН + корпус	1000 1000							
Схема и группа соединения обмоток	Y/Yh-0		Y/Yh-11		Y/Yh-0		A/Yh-11	
Кратность тока включения на холостой ход, не более	60							
Испытательное приложенное напряжение обмотки ВН, кВ	25	35	25	35	25	35	25	35
Испытательное приложенное напряжение обмотки НН, кВ	5							
Испытательное индуктированное напряжение частоты 400 Гц, кВ	2U _h							
Группа условий эксплуатации	M6							

Таблица 2

Результаты испытаний на влагостойкость

Измеряемый участок изоляции	Сопротивление изоляции, МОм	
	перед испытаниями на влажность	после испытаний на влажность
Обм ВН — Обм НН+Э	545 456	532 164
Обм НН — Обм ВН+Э	175 256	171 327

и после заливки компаундом, а также весь трансформатор в сборе. На готовом трансформаторе проводятся приемо-сдаточные испытания.

Новая технология изготовления обмоток с литой изоляцией позволяет повысить их механическую прочность и влагостойкость. При испытаниях на влагостойкость оказалось, что катушки не впитывают влагу из окружающей среды и сопротивление изоляции практически не уменьшается, что видно из табл. 2. В этом и заключается главное преимущество литой изоляции — ровная и гладкая поверхность обмоток не позволяет впитывать влагу и не дает оседать пыли, это дает возможность использовать трансформатор в помещениях с повышенной влажностью.

Также при изготовлении магнитопровода используется новая технология шихтовки Step Lap, что позволяет снизить уровень шума трансформатора и уменьшить потери на холостом ходу, а специальная покраска обеспечивает высокую антикоррозийную стойкость к агрессивным средам.

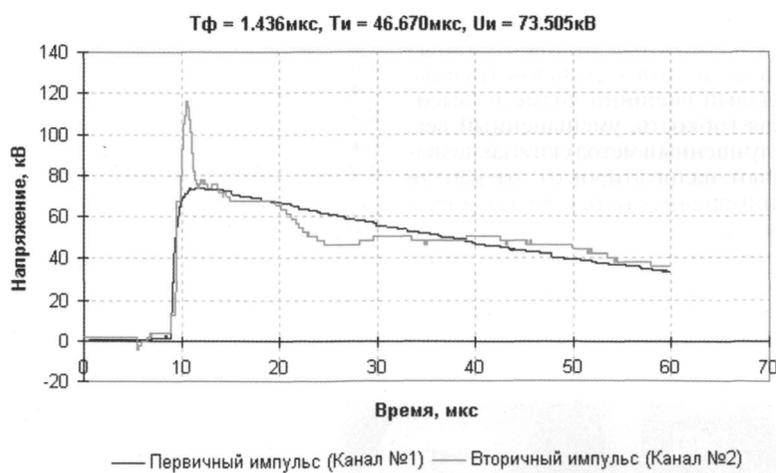


Рис. 2 (1). Осциллограмма полного грозового импульса положительной полярности

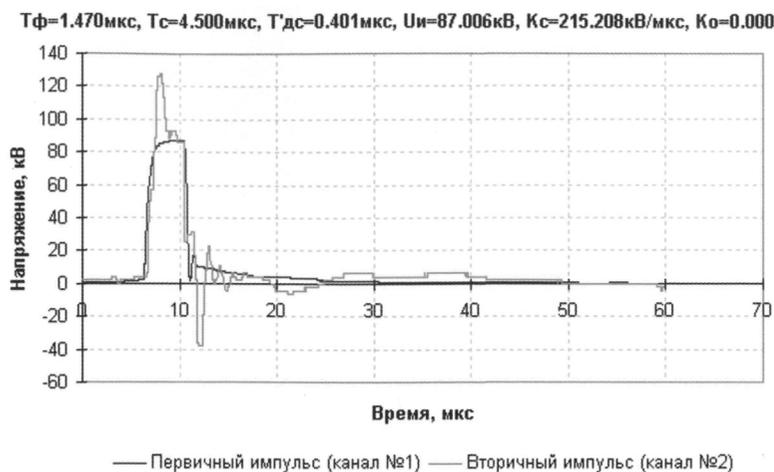


Рис. 2 (2). Осциллограмма срезанного грозового импульса положительной полярности

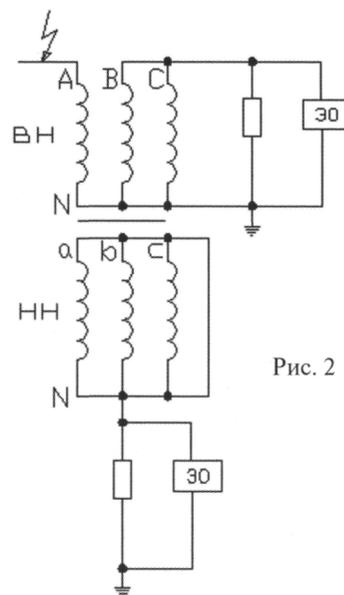


Рис. 2

Рис. 1. Схема испытания грозовыми импульсами

Изготовление высоковольтной обмотки трансформатора из медного провода и разделение ее на секции позволили увеличить электрическую прочность межвитковой изоляции и свести практически к нулю вероятность межвиткового замыкания.

Подводя итог, можно сказать, что трансформаторы серии ТЛС с литой изоляцией имеют ряд преимуществ над подобными масляными и сухими силовыми трансформаторами:

- высокая надежность;
- минимум затрат на оборудование;
- экологическая безопасность;
- пожарная безопасность;
- низкий уровень шума;
- уменьшенные потери холостого хода и короткого замыкания;
- простота установки и эксплуатации;
- малые габаритные размеры;
- легкоъемные катушки при проведении НГР.



Л. М. Махов,
канд. техн. наук,
профессор кафедры отопления
и вентиляции
Московского государственного
строительного университета
(МГСУ)

ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ ЗДАНИЙ В СВЕТЕ НОВОЙ РЕДАКЦИИ СНИП «ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ»

Взаимоотношения исполнителя и заказчика в новых условиях становятся поистине рыночными, и «комфорт» стал таким же товаром, как и любой другой, который может иметь и соответствующий уровень качества и обеспеченности, и соответствующую цену.

У проектировщика инженерного оборудования здания в условиях рынка появилась новая важная задача — уметь оценить тот или иной уровень обеспечения комфорта и помочь заказчику в окончательном выборе варианта проекта.

Российский рынок в настоящее время буквально насыщен современным отопительно-вентиляционным оборудованием и новыми, передовыми технологиями, многие из которых ранее не имели аналогов в России. Разобраться во всем этом многообразии — это еще одна сложная задача, которая появилась у проектировщика.

К сожалению, следует констатировать, что в настоящее время проектировщик очень часто ощущает настоящий голод по необходимой для него информации, которая помогла бы грамотно, на высоком профессиональном уровне подойти к проектированию современной инженерной системы здания. Последние «Справочники проектировщика» под редакцией И.Г. Староверова, которые на том уровне всесторонне освещали вопросы конструирования и расчета отопительно-вентиляционных систем и всегда были настольной книгой инженера, вышли в свет более 15 лет назад, и подобные издания к выходу не планируются.

Следует, безусловно, приветствовать очень важную и своевременную инициативу НП «АВОК» в подготовке стандартов по разнообразным вопросам нашей специальности. И все ведущие специалисты, безусловно, должны помочь нашей ассоциации эту работу активизировать.

В последние годы вышло ряд изданий по выбору и расчету современных систем вентиляции и кондиционирования. Подготовлены они были, в основном, по инициативе крупных российских фирм, торгующих подобным оборудованием, и, наряду с подробными техническими характеристиками, содержат рекомендации по его выбору и расчету. Многие фирмы-производители, представляющие свою технику на российском рынке, в своих каталогах публикуют рекомендации для проектировщиков по ее подбору или расчету.

Однако, как это уже неоднократно отмечалось, в том числе и в журнале «АВОК», относиться к этим рекомендациям следует достаточно критично. Связано это с тем, что подобные рекомендации часто основаны на стандартах стран-производителей, которые иногда существенно отличаются от российских стандартов и норм (см., например, публикации В. И. Сасина по особенностям расчета и подбора импортных отопительных приборов в российских условиях). Более того, подобные каталоги часто терминологически и технически просто неграмотны и содержат большое количество элементарных ошибок и опечаток, т.к. иногда переводятся и готовятся к изданию лицами, далекими по своему образованию от нашей специальности.

Но, как бы там не было, для проектировщика в нашей стране основным документом, который всегда являлся главной опорой в его творчестве, были и остаются «Строительные нормы и правила». Именно этот норматив всегда определял основополагающие принципы проектирования того или иного инженерного оборудования здания, исходя из сложившейся практики и текущей технической политики на определенном этапе жизни нашей страны. Ранее все положения СНиП являлись для проектировщика обязательными к исполнению. Отсюда и строгие требования к их авторам по содержанию, структуре, используемой терминологии и выверенности формулировок каждого пункта.

Последние СНиП 2.04.05—91 (позже — 91*) прослужили специалистам в области отопления и вентиляции верой и правдой почти 15 лет. За эти годы они неоднократно редактировались, подправлялись и переиздавались. Но в конце концов, все поняли, что на фоне тех изменений, которые произошли в нашей стране вообще и в нашей специальности в частности, и они пришли к своему «моральному износу». И им на смену вышли в свет новые СНиП 41—01—2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» (далее — СНиП).

Именно ознакомление с содержанием новой редакции СНиП и подвигло автора этой статьи

поделиться своими впечатлениями об их содержании и попытаться понять, насколько они в действительности отвечают на самые насущные вопросы, которые могут возникать у проектировщиков в современных условиях.

Причем в статье будут затронуты только наиболее близкие ее автору вопросы проектирования современных систем теплоснабжения и отопления зданий, оставляя критический взгляд на разделы СНиП по вентиляции и кондиционированию для более компетентных специалистов.

Начать хотелось бы с очень важного, по мнению автора, но редко обсуждаемого в последнее время вопроса — использования нами специальной терминологии. Думаю, что никто не будет спорить о том, как важно уметь общаться на одном, в данном случае техническом, языке как со своими, так и с зарубежными коллегами. Об этом говорили и наши великие учителя — профессора В. Н. Богословский, А. Н. Сканава, В. П. Титов и многие другие основоположники нашей специальности. И сейчас их технически грамотным и выверенным жизнью языком стараются приобщать к нашей специальности новое поколение студентов большинство преподавателей российских вузов.

И очень обидно бывает, когда молодые специалисты, попадая на практическую деятельность, часто, благодаря своим новым «учителям», быстро забывают этот язык. Как результат, даже в таком уважаемом издании, каким для нас является журнал «АВОК», с удивлением обнаруживаешь, например, что «отопительный» прибор вдруг опять стал «нагревательным», от чего давно уже нас сумел отучить А. Н. Сканава. А самыми консервативными в этом плане можно считать наших теплоснабженцев, в проектах и другой документации которых, например, до сих пор очень часто используется размерность «ккал», «Гкал», «атм» или «м вод. ст.», о которых уже несколькими поколениями выпускников российских вузов известно, что они давно изъяты из обращения.

В связи с этим очень полезно было бы для наших специалистов кому-то проявить инициативу и переиздать СН 528—80 «Перечень единиц физических величин, подлежащих применению в строительстве», которые с 1981 года не обновлялись.

Подтверждением важности данного вопроса является тот факт, что в новые нормативные документы стал включаться обязательный раздел «Термины и их определения». Есть такой раздел в виде Приложения А и в новых СНиП. Но подбор включенных в него терминов вызывает удивление и впечатление случайного набора понятий. Наряду

с действительно основополагающими терминами, такими как «вентиляция» или «отопление», в перечень включены какие-то мелкие и незначительные термины. Например, раскрыты понятия «коллектор» и «воздушный затвор» как части воздуховода, а само это понятие отсутствует. И таких примеров достаточно много.

Многие из приведенных определений вызывают вопросы при их прочтении. Нормируемую температуру чего следует поддерживать при «отоплении»? Почему «котел» — это опять же «котел», но с теплопроизводительностью до 100 кВт? А если 101 кВт — это уже не «котел», то что?

Раздел «Теплоснабжение и отопление» новых СНиП в части терминологии вообще оказался каким-то «обездоленным». Из 46-ти приведенных в Приложении А терминов к этому разделу с натягом можно отнести не более десяти, и то включая отопление печное. Почему нет, например, таких важных понятий, как «отопительный прибор» или «термостатический клапан»? Зато читатели СНиП с удивлением узнают, что, оказывается, термин «коридор, не имеющий естественного освещения» означает, что в этом коридоре окон нет. И о том, что одноэтажное здание нельзя отнести к многоэтажному.

Особое внимание обращает на себя достаточно вольное обращение авторов с таким важным для нашей специальности понятием, как «тепло» или «теплота». Со временем большинство из специалистов согласилось с нашими корифеями, что понятие «теплота» со всех точек зрения более грамотное и, в основном, в учебной и научно-технической литературе встречается именно с ним. Тем более вызывает удивление, что в таком фундаментальном нормативе эти понятия встречаются в разных разделах и как «тепло», и как «теплота». А при определении термина «теплогенератор (котел)» в Приложении А эти два понятия вообще сошлись вместе в одном предложении. Понятно, что отдельные разделы текста могли писать разные специалисты, но кто-то же должен был осуществить общее техническое редактирование текста СНиП?

Многие из применяемых в технических текстах привычных для нас понятий еще требуют своего обсуждения и уточнения. Например, только название трубной сети теплоснабжающих и отопительных систем осталось в нашей технической литературе без своего точного определения. Многие из учеников А.Н. Сканава помнят его риторический вопрос, который он задавал студентам на своих лекциях: «Газопровод проводит газ, паропровод — пар, водопровод — воду, а что проводит трубопровод —

трубы?». Можно же заменить это понятие более грамотным, например «теплопровод». Опыт редактирования технических текстов показывает, что с точки зрения их грамотного изложения часто можно обойтись и просто понятием «труба». В любом случае это будет корректнее термина «трубопровод» или, что совсем не по-русски, «трубопровод воды» (см. п. 6.4.7 СНиП).

И последнее. Хотелось бы напомнить коллегам, что большой знаток русского языка А.Н. Сканава никогда не применял такие понятия, как «температура», «давление», «расход» или «скорость» (как он говорил, «... то, что руками нельзя потрогать») во множественном числе, считая это также некорректным.

Существенные изменения в новой редакции СНиП произошли в главе 5 «Параметры внутреннего и наружного воздуха». Выход в свет СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» и новых ГОСТов 30494—96 и 12.1.005—88 (1991), нормирующих параметры наружного климата и внутреннего микроклимата в зданиях различного назначения, позволил исключить из СНиП многочисленные таблицы, которые во многом противоречили вновь появившимся нормативам.

Достаточно вспомнить недавнюю дискуссию по поводу расчетной температуры наружного воздуха в холодный период года для Москвы (–26 или –28 °С). В данном разделе изложены и новые требования по выбору указанных параметров при проектировании отопительно-вентиляционных систем. Подробный и конструктивный анализ этих изменений и их возможных, в основном позитивных, последствий сделан канд. техн. наук О.Д. Самариным (журнал «С. О. К.», 2005, №1).

Добавить к этому можно то, что именно в этом разделе в определенной мере отразилась «рыночность» новых взаимоотношений проектировщика с заказчиком, о необходимости учета которых в современных условиях уже отмечалось выше.

Так, в п. 5.12 теперь разрешается при выборе наружных параметров выходить за их нормируемые пределы по заданию заказчика, что, естественно, приведет к удорожанию проектируемой системы отопления или вентиляции. Подобное допущение введено и при выборе внутренних параметров (п. 5.1), но почему-то только в пределах их оптимальных значений.

А как быть, если заказчик собственного индивидуального жилого дома пожелает в задании на его проектирование в каком-то помещении иметь возможность поддерживать температуру воздуха выше оптимальной и готов за это заплатить? Например,

в спальне или детской комнате — температуру не менее 25 °С.

Может быть и другой, противоположный, но тоже «рыночный» вариант. Тот же частный заказчик при проектировании, например, какого-то здания для своего бизнеса, естественно, пожелает снизить затраты на его строительство и с удовлетворением обнаружит, что в том же п. 5.1 ему разрешается, если он того пожелает, поддерживать параметры микроклимата для своих сотрудников в пределах, или даже на нижнем уровне, допустимых условий. А согласно приведенной в ГОСТе 30494—96 терминологии, допустимые параметры хотя и «... не вызывают повреждений или ухудшения состояния здоровья», но «... при длительном и систематическом воздействии на человека могут вызвать общее и локальное ощущение дискомфорта, ухудшение самочувствия и понижение работоспособности при усиленном напряжении механизмов терморегуляции...».

Мы мирились с подобными возможными условиями жизни и работы наших соотечественников при социализме. Но не пора ли теперь, в XXI веке, обеспечить им более комфортные условия существования и отказаться при проектировании отопительно-вентиляционных систем от понятия «допустимые условия»?

Может быть, для этого придется предложить внести в какой-то части некоторые изменения и в закон РФ «О техническом регулировании», которому и должны, в общем-то, соответствовать вновь издаваемые СНиП. Почему нет, если речь идет о здоровье и благополучии граждан России?

Современные требования к системам отопления, отражающие необходимость эффективно использовать и учитывать потребляемые энергоресурсы и активнее внедрять новые технологии, изложены во вновь появившихся разделах 6.1 и 6.2 СНиП.

Следует, безусловно, поддержать те положения СНиП, которые рекомендуют переходить на такие схемы внутреннего теплоснабжения, в частности на поквартирные системы, которые позволяют наладить в России более качественный учет расходуемой тепловой энергии.

Другое дело, что, как показывают многочисленные дискуссии по этому вопросу, здесь еще остается много нерешенных правовых и технических проблем. Внедрению подобных систем должно предшествовать четкое законодательное оформление правовых взаимоотношений между частным потребителем теплоты и ее поставщиком. Потребуется организовать техническое обслуживание многочисленных теплосчетчиков, что в настоящих условиях

существования российского ЖКХ будет очень сложно. Остается надеяться, что это вопрос времени.

Редакция отдельных пунктов раздела 6.1 также вызывает некоторые вопросы. Почему, например, автоматическое регулирование теплоснабжающих систем должно осуществляться только по наружной температуре («по возмущению»)? А как же регулирование по заданной температуре внутреннего воздуха («по отклонению»), которое осуществляется термодатчиком у отопительного прибора и чаще всего применяется при поквартирном отоплении с помощью собственного теплогенератора?

Почему системы, выполненные из металлических труб мощностью менее 50 кВт, могут обходиться вообще без соответствующей автоматизации, а при применении систем из полимерных труб автоматизация необходима при любой мощности?

В п. 6.1.5, регламентирующем применение незамерзающих добавок в системах водяного отопления, следует не только ограничить их применение по нормам взрывопожаробезопасности и ПДК в воздухе помещения. В обязательном порядке необходимо запретить их применение в совмещенных схемах теплоснабжения, когда один и тот же теплоноситель поступает и в систему отопления, и в водоводяной подогреватель системы горячего водоснабжения, и, что сейчас часто встречается, в подогреватель воды в бассейне. Причиной этого служит отсутствие полной гарантии, что в случае разгерметизации змеевика подогревателя применяемый антифриз не попадет в питьевой водопровод здания или в бассейн.

Рекомендации новых СНиП по использованию при поквартирном теплоснабжении индивидуального теплогенератора, установленного в каждой квартире (раздел 6.2 СНиП), следует признать просто преждевременными и до конца всесторонне необдуманными. И не только потому, что они противоречат современной тенденции по отказу с целью повышения безопасности в городском строительстве от использования газового оборудования в жилых многоквартирных домах и переходе к электроплитам для приготовления пищи.

Высказать подобное утверждение автору статьи позволяет его собственный, более чем 10-летний, практический опыт внедрения (проектирования, монтажа и эксплуатации) подобного импортного оборудования в московском регионе. А речь может идти только об импортном оборудовании, т.к. в России оно не производится.

Действительно, настенный газовый теплогенератор, или, как его еще иногда называют, термоблок, в условиях Западной Европы по многим и, прежде всего, климатическим условиям является наиболее

распространенным источником теплоты в жилищном строительстве. В многочисленных западных фирмах, выпускающих котельное оборудование, термоблок является самой производимой, если не основной, продукцией. За многие годы их конструкция отработана до совершенства. Но высокая надежность подобного оборудования при его эксплуатации на Западе определяется не только высоким качеством изготовления, а, что часто более важно, исключительно стабильными условиями его эксплуатации, характерными для большинства европейских стран. Это прежде всего касается условий газо-, электро- и водоснабжения. Стандартная модель термоблока рассчитана на давление газа не менее 20 мбар (кстати, с этой часто встречающейся в западной технической литературе единицей измерения тоже надо разобраться, т.к. она не входит в систему СИ), чего практически не бывает в российских газовых сетях низкого давления. Попытка западного производителя адаптировать свой котел к российским условиям позволяет ему более или менее устойчиво работать при обычном для нас давлении 12—13 мбар, но с естественным снижением расчетной тепловой мощности на 20—30%. По этой причине при выборе термоблока российский проектировщик должен вводить соответствующий понижающий коэффициент. Но при возможном в наших условиях дальнейшем понижении давления газа до 5—6 мбар, что часто может происходить при похолодании и резком увеличении газопотребления, в котле сработает защита и он отключится. Это же происходит и при отключении или резких скачках напряжения электроснабжения и при понижении ниже требуемого давления в водопроводе.

И тут встает естественный вопрос: кто в этом случае придет на помощь жителям многоквартирного дома, большинство из которых не обладает техническими навыками по эксплуатации столь сложного оборудования?

Ответ на этот вопрос в СНиП дается в п. 6.2.10, но как его реализовать в российских условиях? И где найти столько специалистов для создания соответствующих служб в таких количествах? Ведь, в отличие от другой бытовой техники, для обслуживания термоблока требуется не только высокий профессионализм, но и разрешение от соответствующих органов газового надзора. Более того, подобное устройство, насыщенное высокотехнологичным тепломеханическим (газовая горелка, регуляторы давления, теплообменники, циркуляционный насос, мембранный расширительный бак, вентилятор в турбоварианте котла, предохранительная и запорная арматура) и электронным (функции управления и защиты)

оборудованием, требует обязательной ежегодной профилактики.

Автор этой статьи неоднократно знакомился с тем, как работают соответствующие сервисные службы на Западе. Высококвалифицированный специалист выезжает на аварийный выезд или для проведения профилактических работ на специальном автомобиле, оснащенный не только соответствующими инструментом и запчастями, но и персональным компьютером и газоанализатором, без которых устранить аварию или качественно и эффективно наладить подобное оборудование не представляется возможным. И стоит подобный выезд для клиента не менее 100 евро.

И именно об этом следует подумать прежде, чем рекомендовать в СНиП внедрение подобных систем в условиях известного всем современного состояния российского ЖКХ. А сейчас это больше представляется откровенным лоббированием интересов западного производителя, очень заинтересованного, естественно, в завоевании безбрежного российского рынка. Применительно к данной ситуации следует перефразировать известную поговорку: «Что немцу хорошо, то русскому смерть!».

Раздел 6.2 следовало бы разбить по вопросам теплоснабжения одно- и многоквартирных жилых домов, т.к. технология здесь во многом различается. Большинство пунктов этого раздела, в частности по размещению котельного оборудования и устройству дымоходов, недостаточны, и их вообще следовало бы отнести к компетенции СНиП «Котельные установки».

При прочтении многих пунктов также возникают вопросы.

Почему, например, мощность теплогенератора, размещаемого в отдельном помещении, ограничена 100 кВт, при том что теплотребность оборудования одноквартирного жилого дома может превышать и 300 кВт?

П. 6.2.6 позволяет при соответствующем разрешении осуществлять выброс дымовых газов через стену фасада здания. Это, действительно, возможно при использовании настенного котла с закрытой камерой сгорания. Но известно, что отвод продуктов сгорания в котлах с высоким КПД и низкой температурой отводимых газов сопровождается активной конденсацией и значительным видимым парообразованием. По этому признаку, кстати, в заселенном коттеджном поселке легко определить, в каком доме установлен импортный котел, а в каком — отечественный.

Можно себе представить, как будет выглядеть, особенно в сильный мороз, фасад жилого много-

этажного дома, в котором все квартиры оснащены подобными котлами, и к каким коррозионным процессам на наружной поверхности ограждений здания со временем это может привести.

К сожалению, многие положения старых СНиП были перенесены в их новую редакцию без должного анализа возможности их применения в современных условиях или просто были исключены.

Ниже коротко хотелось бы остановиться именно на этих положениях.

Из СНиП по непонятной причине исключили старые приложения 9, 10 и 12, регламентирующие правила расчета составляющих теплопотерь здания, тепловой мощности и расхода теплоносителя в системе водяного отопления. Можно было бы согласиться с этим, если бы из новой редакции, как это когда-то и предлагалось, исключили все расчетные рекомендации. Но Приложение Л новой редакции именно таковым и является, только по вентиляции. За что же подобная «дискриминация» в отношении отопления?

Мы неоднократно поднимали вопрос о необходимости противостоять сложившейся практике многих, особенно торгующих, организаций, которые расчетную мощность отопительной системы в целом или отопительных приборов считают грубо, по укрупненным показателям (отапливаемым площадям или объемам) без должного учета архитектуры здания и действительных теплотехнических характеристик их ограждающих конструкций.

В современных условиях некоторые фирмы ведут подобные расчеты по специальным программам, часто импортным, алгоритм которых не соответствует давно принятым у нас правилам подобного расчета. Теперь мы лишились и этого регламентирующего документа.

Авторы новой редакции СНиП ограничились только перечислением учитываемых составляющих теплового баланса помещения без указания, по каким правилам теперь их считать.

Более того, п. 6.3.4г, где бытовые теплопоступления рекомендуется принимать равными 10 Вт на 1 м² площади пола, несколько не стыкуется с обязательным Приложением Г СНиП 23—02—2003 «Тепловая защита зданий», согласно которому эта же величина должна приниматься, правда уже для определения годового теплопотребления здания, в зависимости от заселенности квартиры, в пределах от 10 до 17 Вт.

Приложение Б новых СНиП практически без изменений повторяет прежнюю редакцию положений по выбору конструкции системы отопления, используемых отопительных приборов и темпера-

туры теплоносителя. Но за последние годы многое изменилось, что, безусловно, должно было найти свое достойное отражение. Популярной стала лучевая (или коллекторная) схема системы отопления. И ее, в связи с особенностью конструкции, расчета и области применения, нельзя отождествлять с горизонтальной системой, как это сделано в п. 6.1.3.

Значительное многообразие современных конструкций отопительных приборов теперь уже не укладывается в тот скромный и труднообъяснимый набор, которым пользовались ранее (радиатор, панель, конвектор). К какой категории, например, следует отнести очень распространенный ныне стандартный стальной панельный радиатор? Его модельный ряд может иметь конструкции вообще без оребрения с одной панелью (модель 10) или иметь три панели и три ряда оребрения (модель 33). Та и другая модель различаются и по соотношению конвективной и лучистой составляющей теплоотдачи, и по условиям применения (например, по удобству очистки от пыли).

Появились и совершенно новые виды приборов, например, конвектор, скрытый в подпольном канале, да еще иногда оснащенный вентилятором для принудительной конвекции. И этот перечень можно продолжить.

Все это свидетельствует о том, что настало время пересмотреть классификацию современных отопительных приборов по их различным признакам, и это в будущем также должно найти свое отражение в СНиП.

Используемые в настоящее время в современном, особенно коттеджном, строительстве системы напольного отопления в рекомендациях косвенно присутствуют, но ничего не сказано о рекомендуемых для них температурных параметрах теплоносителя, которые должны быть значительно ниже, чем в обычной системе.

Положительным здесь следует отметить сохранение в СНиП в п. 6.5.12 значений температуры, выше которой не должна быть температура на поверхности конструкции со встроенными нагревательными элементами. Важно это потому, что западные температурно-гигиенические стандарты отличаются от российских, как правило, в большую сторону.

П. 6.5.5 СНиП формулирует правила размещения отопительных приборов и требует по известным причинам перекрыть его длиной прибора, составляющей 50—75% от ширины светового проема. Но как это сделать в условиях, когда при значительном ужесточении требований к теплозащите зданий уменьшились и теплопотери помещений, и требуемая площадь отопительных приборов?

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Здесь назрел вопрос о переходе и в России на низкотемпературные системы отопления, которые давно используются на Западе. Площадь и стоимость отопительного прибора при этом возрастает, но появляется и ряд положительных факторов. И это еще один пример, когда в рыночных условиях возникает вопрос о стоимости комфорта.

Много и других менее существенных, но спорных вопросов возникает при прочтении текста новой редакции СНиП. Это касается и п. 6.4.7 по регламентируемым уклонам труб, и упоминания в п. 6.4.2 об установке открытого расширительного бака, который стал теперь просто анахронизмом. А вот о повсеместно используемом современном закрытом (мембранном) баке, его выборе, расчете, месте и способе установки в тексте СНиП не сказано ни слова.

Регламентируемые в СНиП положения должны, прежде всего, отражать, как это требует закон «О техническом регулировании», вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации инженерных систем. А в нашей отрасли, как показывает практика, к подобным системам следует отнести, прежде всего, системы отопления с инфракрасными излучателями. Область и условия применения подобных систем оговариваются СНиП в пп. 6.3.8, 6.5.9 и 6.5.10.

Однако, с учетом известных фактов возникновения неприятных последствий и ухудшения здоровья людей, работающих в помещениях с использованием подобных систем, необходимо более строго регламентировать их применение, обязав проектировщиков делать более тщательные расчеты действительного излучения на рабочее место. Методика подобных расчетов давно разработана еще В.Н. Богословским. Второе условие комфортности студент факультета ТГВ МГСУ умеет рассчитывать уже на 3-м курсе.

К небезопасным системам отопления можно отнести и активно внедряемые сейчас отопительные агрегаты с практически непосредственным сжиганием газа и поступлением разбавленных наружным воздухом продуктов сгорания в объем отапливаем

ого помещения. Подобные системы также требуют регламентации их применения в СНиП.

Очень мало в новой редакции СНиП дается положений и рекомендаций по повсеместно устанавливаемым теперь у отопительных приборов автоматическим терморегуляторам (термоклапанам). А вопросов по их выбору у проектировщиков достаточно. Более того, по результатам их длительного применения возникли и побочные проблемы, в частности по обеспечению допустимого уровня шума. Сами производители клапанов озадачились этой проблемой, и за последнее время появилось много их собственных рекомендаций по обеспечению допустимой скорости воды в системах отопления, оснащенных термоклапанами. Проблема очень актуальная, но и она не нашла своего отражения в новой редакции СНиП.

Опять же была повторена в Приложении Ж старая таблица по допустимым скоростям воды в трубах, где упомянута регулирующая арматура, которую уже давно не используют в системах отопления (например, ручной кран двойной регулировки). О термоклапанах в таблице — ни слова. Ничего не сказано в СНиП и о балансировочных клапанах, которые начали активно использоваться проектировщиками в современных проектных решениях, но очень часто без достаточного обоснования необходимости их применения и грамотного их выбора и расчета.

Можно понять авторов СНиП, когда раздел 6.6 «Печное отопление» переносится в новую редакцию практически без изменений. Следовало бы только исключить из раздела некоторые определения, например, термин «отступка», который повторяется в Приложении А, но уже почему-то в несколько иной редакции.

Но, когда новые СНиП в разделе 11 «Энергоэффективность зданий» практически без изменений повторяют текст раздела 8 старых СНиП, это уже трудно чем-либо оправдать. Разве пути решения столь важной проблемы современности ограничиваются лишь использованием вторичных энергоресурсов и правилами использования теплоутилизаторов?



**С. В. Козлов,
генеральный директор
«Тепло XXI века»**

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ НАСОСОВ

Тепловые гидродинамические насосы типа «ТС1» («вихревые теплогенераторы») — современные, высокоэффективные, автономные, энергосберегающие, экологически чистые системы отопления, теплоснабжения и горячего водоснабжения. Они предназначены для:

- автономного отопления жилых, офисных, производственных и складских помещений, теплиц и т.д.;
- нагрева воды для: бытовых и технологических целей, бань, прачечных, бассейнов и т.д.

При использовании тепловых гидродинамических насосов затраты на энергоноситель на 15% ниже, а эксплуатационные расходы на отопление, теплоснабжение и ГВС значительно ниже, чем при эксплуатации газовых котлов. Тепловые гидродинамические насосы пожаро-взрывобезопасны, не требуют разрешения на применение от Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (письмо Управления государственного энер-

гетического надзора исх. №10—05/2845 от 26 сентября 2007г.). Эксплуатация тепловых установок с электрической мощностью до 100 кВт осуществляется без лицензии (ФЗ №28-ФЗ от 03.04.96 г). Они просты в техническом обслуживании, их может обслуживать электрик без специального допуска.

Первые установки были запущены в эксплуатацию в отопительном сезоне 2003—2004 гг. В настоящее время более четырехсот установок «ТС1» эксплуатируются в регионах РФ, ближнем и дальнем зарубежье: в Москве и Московской области, в Архангельске, Волгограде, Выборге, Екатеринбурге, Ижевске, Казани, Калининграде, Кирове, Липецке, Магнитогорске, Нижнем Новгороде, Омске, Оренбурге, Орле, Орске, Самаре, Санкт-Петербурге, Саратове, Тольятти, Туле, Чебоксарах, Череповце и др. городах, в Башкирии и Якутии, в Белоруссии, Казахстане, Узбекистане, Украине, Монголии, Южной Корее и Японии. С каждым отопительным сезоном накапливается ресурсный эксплу-

<< 40

позволяют устанавливать кассетные блоки даже в углах помещений.

Справка

Daikin Europe N.V. — европейская штаб-квартира корпорации Daikin Industries (Япония), главный офис для стран Европы, Украины, России, стран Африки и Ближнего Востока. Daikin Europe N.V., являющийся 100%-ной дочерней компанией Daikin Industries Ltd, получает финансовую и техническую поддержку от японской материнской компании и имеет доступ к мировым передовым разработкам в области кондиционирования.

www.thermonews.ru

«РИДАН» ПРИСТУПИЛ К РЕАЛИЗАЦИИ ШАРОВЫХ КРАНОВ

Недавно отметила десятилетие производственно-инжиниринговая компания «Ридан». Укрепив свои позиции на рынке теплообменных процессов, «Ридан» в дополнение к основному оборудованию — пластинчатым теплообменникам и блочным тепловым пунктам — приступил к реализации шаровых кранов для систем теплоснабжения.

Шаровой кран имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционной запорной арматурой. Общеизвестно, что он обладает высокой герметичностью и прост в эксплуатации. Шаровые краны «Ридан» используются в районных котельных, тепловых пунктах и внутренних системах теплоснабжения зданий.

Конструкционные материалы шаровых кранов «Ридан»:

Шар и шток — нержавеющая сталь.

Корпус — углеродистая сталь St. 37.0 (сталь 10 по ГОСТу 1050).

Уплотнение шара — тефлон, армированный углеволокном.

Уплотнение штока — тефлоновые и графитовые кольца.

Отличия шаровых кранов «Ридан»:

Во-первых, это особая конструкция: цельносварной корпус и

55 >>

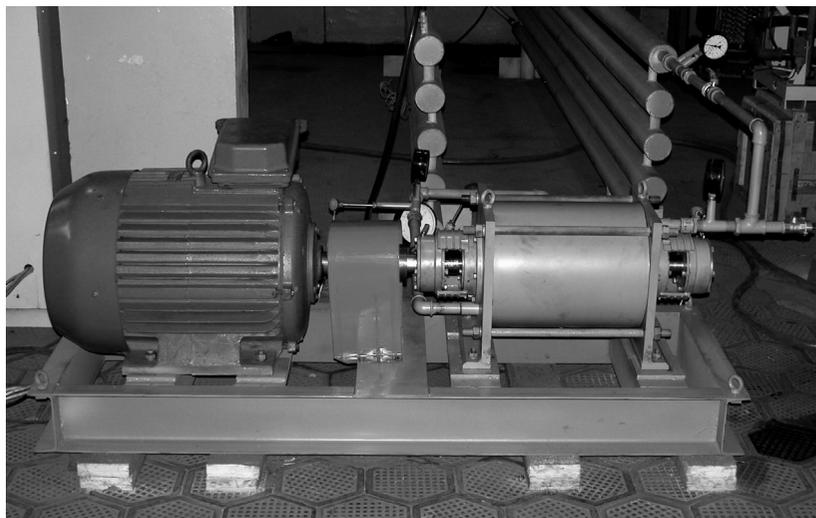


Рис. 1. Общий вид теплового гидродинамического насоса TC1—055

атационный опыт.

Общий вид теплового гидродинамического насоса TC1—055 показан на фото 1.

Основная особенность тепловых гидродинамических насосов та, что электрическая энергия преобразуется в тепловую не напрямую, как у ТЭНовых или электродных электродкотлов, а через механическую энергию вращения вала теплогенератора с жестко посаженными на него дисками. Вращаясь со скоростью 3000 об/мин, вал за счет создания кавитационных процессов разогревает жидкий теплоноситель.

В 2007—2008 гг. наша компания наибольшее внимание уделяла повышению качества производства, обеспечению безопасности и надежности эксплуатации тепловых гидродинамических насосов «TC1». В 2007 году были разработаны и утверждены новые технические условия — ТУ 3631—001—78515751—2007, в соответствии с которыми приемосдаточные испытания на заводе-изготовителе должен проходить каждый тепловой гидродинамический насос. Так как тепловые гидродинамические насосы типа «ТС» являются новым типом оборудования и не имеют специального кода ОК 005 (ОКП), нами был проведен анализ и выбран близкий по технической сути код — 363134 — «Подогреватели сетевой воды». Этот тип оборудования должен иметь обязательный сертификат соответствия. При выборе регистратора ТУ и центра сертификации мы исходили из критерия их деловой репутации, поэтому ТУ зарегистрировали в ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», а сертификационные испытания проводили специалисты органа по сертификации промышленной продукции «Ростест-Москва». В 2007 году был получен Сертификат соответствия № РОСС RU. АЯ46. В57997, в 2008 году — Сертификат соответствия № РОСС RU. АЯ46. В12043. Сертификат соответствия имеет и контроллер производства ООО «Эффективные системы», которым комплектуются тепловой гидродинамический насос — № РОСС RU. АЮ64. В13113.

Основной принцип разработки, заложенный в конструкцию тепловых гидродинамических насосов «TC1», — с учетом эксплуатации в российских условиях, ресурс изделия должен определяться ресурсом

серийного электродвигателя, т.е. быть не менее 10—12 лет. Поэтому конструкция не оптимизирована по металлоемкости, имеет подшипниковые узлы с большим запасом прочности и т.д.

Второй важный принцип — унификация. Конструкция тепловых гидродинамических насосов модельного ряда ТС1—055, ТС1—075, ТС1—090 и ТС1—110 максимально унифицирована. Используются однотипные рамы, подшипниковые узлы, крышки корпуса, диски. Различия заключаются в длине вала и длине корпуса, количестве дисков, местах их установки. Такая унификация позволяет выпускать узлы большими партиями и лучше наладить производственный процесс.

Особое внимание было уделено выбору надежных комплектующих. Из-за низкого качества отечественных и большого количества подделок импортных подшипников был введен 100%-ный входной контроль. После тщательного анализа рынка были выбраны подшипники фирмы URB (Румыния), т.к. при вполне приемлемом качестве и цене нам не попадалось подделок этих подшипников.

После технического анализа конструкций уплотнительных узлов было принято принципиальное решение отказаться от морально устаревших сальниковых уплотнений, а использовать массово применяемые в нефтяном и насосном оборудовании торцевые уплотнения английской фирмы John Crane. Наша компания заключила долгосрочный договор с официальным представителем фирмы John Crane в России, что гарантирует подлинность уплотнений и их качество, поэтому нет необходимости переходить на более дешевые аналоги, выпускаемые малоизвестными российскими или китайскими производителями.

Существует устойчивое мнение, что качество отечественной продукции значительно уступает импортной. Это верно лишь отчасти. «ТС1» комплектуются серийными общепромышленными асинхронными электродвигателями ГОСТ 183—74, ГОСТ Р 51689—2000, 380/660 В, 3000 об/мин, 55, 75, 90 и 110 кВт, климатическое исполнение У2, на лапах (IM 1001). Даже без учета того, что импортные двигатели в два-три раза дороже отечественных, есть еще две причины, по которым не планируется использование электродвигателей иностранных фирм.

Первая причина — импортные двигатели имеют сервис-фактор, равный 1, в то время как отечественные имеют сервис-фактор 1,1—1,15. Сервис-фактор (ГОСТ Р 51689—2000 «Двигатели асинхронные», п. 3.7.) — это допустимая перегрузка при номинальном напряжении и частоте. При этом превышение температуры обмотки не должно быть более допусти-

мого для данного класса нагревостойкости изоляции на 10%. При часто встречающемся в отечественных условиях эксплуатации низком качестве электропитания импортные двигатели быстро выходят из строя.

Вторая причина — ремонтпригодность. Так как оборудование поставляется во все регионы России, в случае поломки, в любом самом удаленном месте, в минимальные сроки нужно заменить или отремонтировать вышедший из строя элемент. Если ремонтный запас элементов с ограниченным ресурсом, например подшипников и торцевых уплотнений, мы можем хранить на своем складе и высылать их по первому требованию потребителей, то в отношении электродвигателей сделать это невозможно. Практически все торгующие организации не имеют на складах электродвигатели большой мощности (начиная с 55 кВт). Поставки производятся «под заказ», срок поставки может достигать 60 дней. Остановка отопительного оборудования на такой длительный срок в большинстве случаев неприемлема. Отечественные электродвигатели можно быстро отремонтировать практически везде, а двигатели иностранного производства фактически не ремонтпригодны.

В странах СНГ электродвигатели необходимой номенклатуры производятся заводами: ВЭМЗ, г. Владимир, ЭЛДИН, г. Ярославль и Новокаховский электромашиностроительный завод, Украина. Но нам нужен не просто поставщик, а партнер, т.к. некачественные электродвигатели могут нанести значительный ущерб репутации нашей продукции. Поэтому прежде чем выбрать производителя электродвигателей, им было предложено провести совместные испытания тепловых гидродинамических насосов с электродвигателями для снятия рабочих характеристик электродвигателей при реальной нагрузке. Такие испытания позволяют окончательно согласовать технические характеристики насоса, контроллера и электродвигателя и снять необоснованное предположение, что выход из строя электродвигателей связан с конструкцией тепловых гидродинамических насосов. Испытания электродвигателей разных производителей проводились по единой программе и методике на базе серийного завода-изготовителя тепловых гидродинамических насосов и на нашей опытно-экспериментальной базе.

Испытания совместно с заводом ЭЛДИН (Ярославль) были проведены в мае-июне 2008 года. По результатам испытаний были сделаны следующие выводы:

1. Эксплуатационная документация тепловых гидродинамических насосов содержит все необходимые требования по обеспечению штатной экс-

плутации электродвигателя. При соблюдении требований ТУ 3631—001—78515751—2007 и ТС1—055/075/090/110—00.000 РЭ электродвигатель не должен выходить из строя в период гарантийного срока.

2. Технологический процесс изготовления и испытания теплогенераторов на заводе-изготовителе тепловых гидродинамических насосов не создает предпосылок к выходу из строя электродвигателей.

3. В процессе работы элементы тепловых гидродинамических насосов не оказывают на электродвигатель недопустимых воздействий (вибраций, других механических нагрузок, превышения в штатном режиме рабочих токов выше номинала и т.д.), которые могут вызвать отказ электродвигателя в период гарантийного срока.

4. Контроллер ЭТС1 не оказывает негативного влияния на электродвигатель. Он снижает пусковые нагрузки, что обеспечивает меньший износ электродвигателей.

5. Тепловые гидродинамические насосы ТС1—055, ТС1—075 и ТС1—090 с электродвигателями производства ОАО "ELDIN" и контроллерами производства ООО «Эффективные системы» конструктивно сопряжены по механической и электрической частям. Производители допускают оборудование к работе в комплексе.

В ходе совместных испытаний с фирмой «Энергодрайв», проведенных в августе 2008 года, выявилось, что электродвигатели 7AI250S2 с установленной мощностью 75 кВт по своим характеристикам совместимы с тепловыми гидродинамическими насосами ТС1—075, а электродвигатели 7AI225M2 с установленной мощностью 55 кВт не совместимы с ТС1—055. Испытания, проведенные с электродвигателями некоторых других производителей, показали их непригодность к совместной работе. Те типы электродвигателей, которые не выдержали испытания, на тепловые гидродинамические насосы не устанавливаются.

В ходе совместных испытаний с фирмой «Энергодрайв», проведенных в августе 2008 года, выявилось, что электродвигатели 7AI250S2 с установленной мощностью 75 кВт по своим характеристикам совместимы с тепловыми гидродинамическими насосами ТС1—075, а электродвигатели 7AI225M2 с установленной мощностью 55 кВт не совместимы с ТС1—055. Испытания, проведенные с электродвигателями некоторых других производителей, показали непригодность этих электродвигателей к совместной работе из-за несоответствия между декларируемыми реальными характеристиками. Те

типы электродвигателей, которые не выдержали испытания, на тепловые гидродинамические насосы не устанавливаются.

Практика эксплуатации тепловых гидродинамических насосов показала, что только 5% отказов происходят по вине производителей, а 95% по вине эксплуатирующей организации. Такое утверждение можно подтвердить теми фактами, что при проведении шеф-монтажных или пуско-наладочных работ специалистами эксплуатационной службы нашей компании, большинство ошибок и недоделок в системе отопления выявляются и устраняются в ходе проведения этих работ. Поломки оборудования, в основном, происходит, когда монтаж осуществляется силами самих эксплуатирующих организаций.

Основными причинами, приводящими к отказам оборудования в процессе эксплуатации, являются:

- отсутствие или низкое качество проектов системы отопления объекта и теплового пункта;
- низкое качество монтажа системы отопления объекта и теплового пункта;
- несоответствие требованиям ГОСТов качества электропитания и теплоносителя;
- несоответствие организации эксплуатационных служб требованиям нормативных документов;
- «человеческий фактор» — низкая квалификация и безответственность обслуживающего персонала эксплуатирующей организации;
- производственный брак.

Для того чтобы предупредить поломки оборудования, мы разработали подробнейшее руководство по эксплуатации, в котором даются ссылки на нормативные документы, необходимые при проектировании и эксплуатации не только тепловых гидродинамических насосов, но и теплового пункта и системы отопления объекта в целом. То есть производители оборудования были вынуждены осуществлять несвойственную для себя функцию — знакомить специалистов эксплуатирующих организаций с нормативными документами.

Например, в руководстве по эксплуатации содержатся ссылки на следующие нормативные документы:

- по проектированию теплового узла: СНиП 2.09.02—85 «Производственные здания», СП41—101—95 «Проектирование тепловых пунктов», СНиП 2.04.14—88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» и др.;
- по проектированию системы электроснабжения: ПУЭ—85;
- по качеству: теплоносителя — ГОСТ Р51232—98, электрической энергии — ГОСТ 13109—97;
- по эксплуатации теплового гидродинамического насоса: «Правила технической эксплуатации

тепловых энергоустановок» (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115), «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» и др.

В руководстве по эксплуатации детально расписан алгоритм действий при монтаже, пуско-наладке, эксплуатации и техническом обслуживании. Указаны меры безопасности. Приведены возможные неисправности, их вероятные причины и способы устранения.

В эксплуатационной службе нашей компании анализируются все случаи выхода из строя оборудования, ищутся причины отказов, разрабатываются мероприятия по предотвращению выявленных отказов в дальнейшем. Для правильного документирования произошедших отказов в руководство по эксплуатации включены формы актов рекламации электродвигателя, контроллера и изделия в целом.

Для предотвращения наиболее типичных ошибок предупреждения о недопустимости неправильных действий содержатся, как правило, в нескольких разделах руководства по эксплуатации, но и это не всегда помогает. Так, например, требование установки циркуляционного насоса на обратной магистрали, т. е. на входе любого теплогенерирующего агрегата, содержится в СП41—101—95 «Проектирование тепловых пунктов». Это же требование записано в двух разделах руководства по эксплуатации. Места установки циркуляционных насосов в отопительной системе указаны на принципиальных схемах подключения. Несмотря на это, мы периодически сталкиваемся с установкой циркуляционных насосов на прямой магистрали, что приводит к выводу из строя теплового гидродинамического насоса. Тем не менее мы продолжаем работу, все вновь выявленные ошибки при проектировании, монтаже и эксплуатации, и мероприятия по их недопущению регулярно вносятся в руководство по эксплуатации, что потенциально должно снизить вероятность их возникновения.

Наличие такого подробного документа дисциплинирует службы эксплуатации, что приводит к снижению влияния «человеческого фактора» на надежность работы тепловых гидродинамических насосов.

Другим направлением обеспечения надежности работы оборудования является повышение технической грамотности проектировщиков, монтажников и эксплуатационников. В настоящее время мы проводим консультации по всем техническим вопросам, связанным с проектированием и эксплуатацией. Но это временная мера. Наша компания совместно с Московским государственным индустриальным университетом разрабатывает программу специализированных курсов повышения квалификации. Тепловые гидродинамические насосы «не являются оборудованием, определяющим опасный производственный объект, и не требуют получения от Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору разрешения на применение» (Письмо ФСЭТиАН № 10—05/2845 от 26.09.07 г.). Эксплуатация тепловых установок с электрической мощностью до 100 кВт осуществляется без лицензии (ФЗ № 28-ФЗ от 03.04.96 г.). Поэтому эксплуатировать тепловые гидродинамические установки могут электрики или теплотехники средней квалификации без специального допуска. Однако развал системы профессиональной подготовки вызвал общее падение квалификации обслуживающего персонала. Сейчас трудно найти рабочего даже средней квалификации. В перспективе планируется проводить обучение всех монтажников и эксплуатационников с выдачей именного свидетельства о допуске к работе.

уникальная самообжимная конструкция уплотнений шара. Это обеспечивает надежную работу с теплофикационной водой. Отметим, что антикоррозионные добавки и гликоль (до 40%) не нарушают работу шаровых кранов в системах тепло- и холодоснабжения, однако они не могут использоваться для питьевой воды и ГВС, т.к. корпус крана изготовлен из углеродистой стали.

Цельносварной корпус и уникальная самообжимная конструкция уплотнений шара создают герметичный и оптимальный крутящий момент в условиях высоких температур, давлений и термомеханических нагрузок со стороны трубопровода.

Во-вторых, уникальный материал кольцевых уплотнений PTFE обеспечивает полную герметичность и неограниченный срок службы на высоких и меняющихся температурах.

В-третьих, оптимальный дизайн потока позволяет снижать потери давления. В шаровых кранах «Ридан» потери давления в два с лишним раза меньше, чем потери давления в аналогичных кранах других производителей.

www.thermonews.ru

КОМПАНИЯ «ЭНЕРГОСБЫТ» СООБЩАЕТ О ВВЕДЕНИИ В АССОРТИМЕНТ НОВОГО БРЕНДА WESTER HEATING

С октября 2008 года компания «Энергосбыт» стала официальным дистрибьютором английского бренда Wester Heating — европейского лидера расширительных баков. Модельный ряд расширительных баков Wester представлен широкой линейкой, ключающей баки для отопления и водоснабжения, горизонтального и вертикального исполнения.

В линейке доступны баки:

Для отопления 16 наименований вертикального расположения литража от 8 до 3000 л (8, 12, 24, 35, 50, 80, 100, 120, 150, 200, 300, 500, 750, 1000, 2000, 3000).

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ



ПРОВЕДЕНИЕ ПНЕВМОАУДИТА НА ПРЕДПРИЯТИИ ОАО «ТЖБИ-СТРОЙ»

В настоящий момент система снабжения сжатым воздухом является наиболее затратной составляющей на данном производстве. Перед отделом энергетики завода стоит задача модернизировать систему снабжения сжатым воздухом современными, энергоэффективными компрессорными установками, с целью понижения уровня энергопотребления и повышения эффективности и надежности системы снабжения сжатым воздухом.

Наилучшим решением является использование винтовых компрессорных установок, обладающих низким удельным энергопотреблением, воздушной системой охлаждения, легкостью и удобством монтажа, низким уровнем шума, с современными системами регулирования производительности. Выделяемое тепло в зимний период можно использовать для отопления производственных помещений.

Для определения необходимого компрессорного оборудования было принято решение провести инструментальные замеры реального потребления сжатого воздуха, как всем производством, так и каждым цехом (участком) производства, а также замерить производительность каждого эксплуатируемого компрессора с целью определения их технического состояния и возможности последующей эксплуатации.

1. Обзор пневмосистемы

Производство сжатого воздуха происходит в централизованной компрессорной станции поршневыми компрессорами.

Все компрессорные установки 1984 года выпуска, т. е. срок эксплуатации составляет 24 года.

Компрессорная станция находится на расстоянии около 100 м от основных корпусов цехов и соединяется с каждым своей напорной магистралью до корпуса склада цемента трубой Ду150, до корпуса арматурного, формовочного и БСУ трубой Ду80. У компрессорной станции установлено 4 воздухосборника объемом по 3,2 м³ каждый, общим объемом 12,8 м³.

Компрессорные установки центральной компрессорной станции не имеют систему регулирования производительности. Соответствие между потреблением и производством сжатого воздуха достигается путем включения/выключения отдельных компрессорных установок и выбросом избыточного воздуха в атмосферу. Очевидно, что данный способ регулирования экономически не оправдан, т. к. ведет к повышенным затратам электроэнергии и потерям.

Компрессорная станция имеет водяную систему охлаждения компрессоров и сжатого воздуха. Имеется собственная градирня, однако в настоящее время ее работа недостаточно эффективна.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

Таблица 1

Компрессорные установки, используемые на компрессорной станции

№ п/п	Модель КУ	Производительность, н.м ³ /мин	Рабочее давление (абс.), бар	Мощность, кВт	Частота вращения якоря элдвиг., об./мин
1.	ВПЗ-20/9	22	8	132	500
2.	ВПЗ-20/9	22	8	132	500
3.	ВПЗ-20/9	22	8	132	500
4.	ВПЗ-20/9	22	8	132	500
5.	ВПЗ-20/9	22	8	132	500

Холодильники-теплообменники находятся в нефункциональном состоянии, т. е. внутренняя поверхность трубок-теплообменников покрыта налетом. В результате не происходит надлежащего теплообмена. Сжатый воздух на выходе после холодильника имеет температуру 60—80 °С. На водоснабжение системы охлаждения привлечены водяные насосы мощностью 30 кВт.

Структура пневмосети на предприятии древо-видная.

Потребителями сжатого воздуха являются: склад цемента, БСУ, арматурный и формовочный цеха. Основным потребителем сжатого воздуха является

склад цемента на перекачку цемента в бункер-накопитель БСУ и на разгрузку вагонов.

Перекачка цемента в БСУ выполняется ежедневно, разгрузка цемента один раз месяц объемом 10—11 вагонов продолжительностью 2—3 дня.

2. Замеры расхода сжатого воздуха по участкам

2.1. Замер расхода сжатого воздуха на линии БСУ, арматурный и формовочный цеха (трубопровод Ду80).

Потребителями на данной линии являются:

На БСУ: дозаторы — 5 шт. с системой пневмокла-

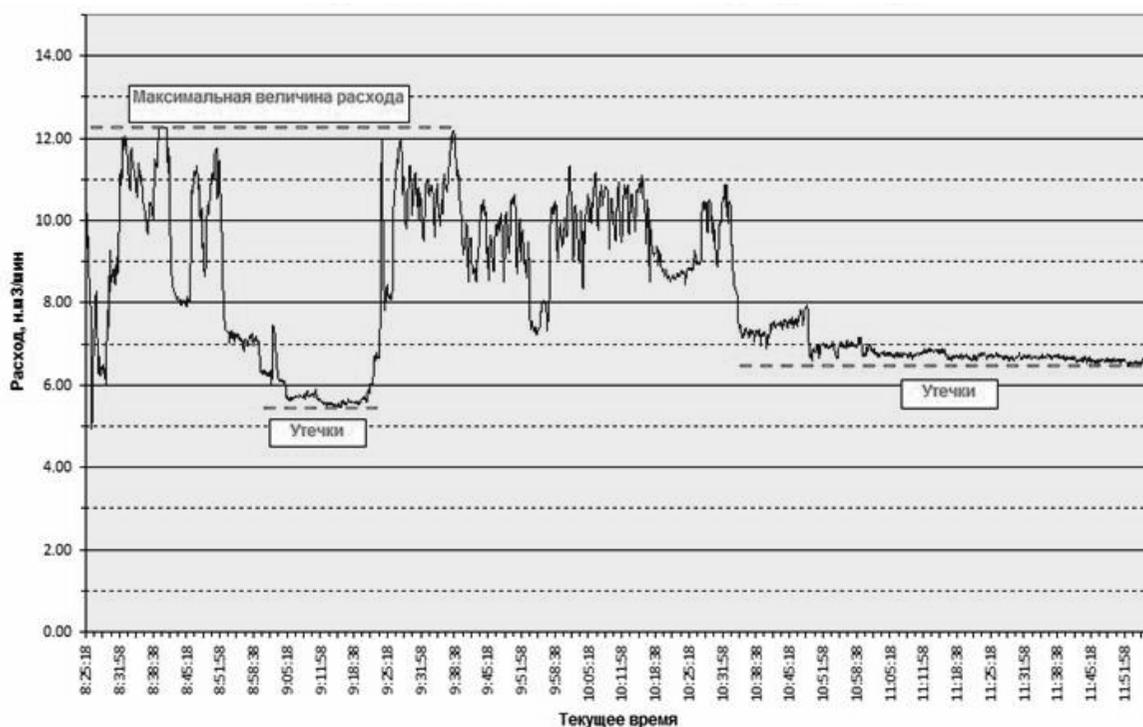


Рис. 1. Расход сжатого воздуха участками: БСУ, арматурный и формовочный цеха 8 августа 2008 г.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

панов управления и исполнительными пневмоцилиндрами; бетономесители — 2 шт.

В формовочном цехе: бетоноукладчики — 3 шт. и один отбойный молоток; стенд нагрева стержней — 1 шт.; пропарочные печи (газовые) — воздух применяется на обдув фотоэлементов.

В арматурном цехе: станок для гибки сеток СМЖ-353А — 1 шт.; станок для высадки анкеров СМЖ-128В — 2 шт.; станок многоточечной контактной сварки МТМ-160 — 1 шт.; станки односточечной контактной сварки МТ-1928 — 2 шт.; МТ-1614 — 1 шт.; станок МТМ-273 — 1 шт.; станок МТМ-2102 — 1 шт.

По окончании замеров были получены следующие результаты.

Пиковый расход на данном участке достигает величины 12,5 м³/мин.

Однако на рис. 1 видно, что минимальная величина расхода при кратковременных рабочих перерывах соответствует величине 5,5 м³/мин. Во время данных перерывов потребители сжатого воздуха не работали.

Из этого следует вывод, что данная величина соответствует утечкам в пневмосети данного участка. Действительно, во время визуального осмотра участка были обнаружены частичные утечки в запорной арматуре, нарушение трубы в пневмоцилиндрах.

Отняв величину утечек, получим реальное потребление в верхних пределах до 7 м³/мин.

Реальная средняя величина расхода составляет от 3,5 до 5 м³/мин. Отдельные кратковременные пиковые значения до 2 м³/мин сверх средней величины занимают непродолжительное время, интервалами от 0,5 до 1,5 мин. Такие кратковременные импульсы расхода сжатого воздуха легко компенсируются запасом сжатого воздуха в ресиверах-воздухосборниках имеющегося объема.

Таким образом, сократив величину утечек хотя бы до 0,5 м³/мин, можно взять за ориентир средний расход на данном участке 6,5 м³/мин.

Для устранения утечек необходимо провести ревизию всей пневмосети данного участка, а также провести капитальный ремонт пневмоцилиндров.

2.2. Замер расхода сжатого воздуха на линии БСУ, арматурный и формовочный цеха (трубопровод Ду80). Повторные замеры

Выполнялись повторные замеры на линии БСУ, арматурный и формовочный цеха (трубопровод Ду80) с 1200 до 1420 час и на общей магистральной трубе (трубопровод Ду200) с 1420 до 1600 час.

Результаты на линии БСУ, арматурный и формовочный цеха (трубопровод Ду80) повторяются с предыдущими: максимальный 11—11,5 м³/мин, утечки — 4 м³/мин.

На общей магистральной трубе максимальный расход во время перекачки цемента в БСУ составил

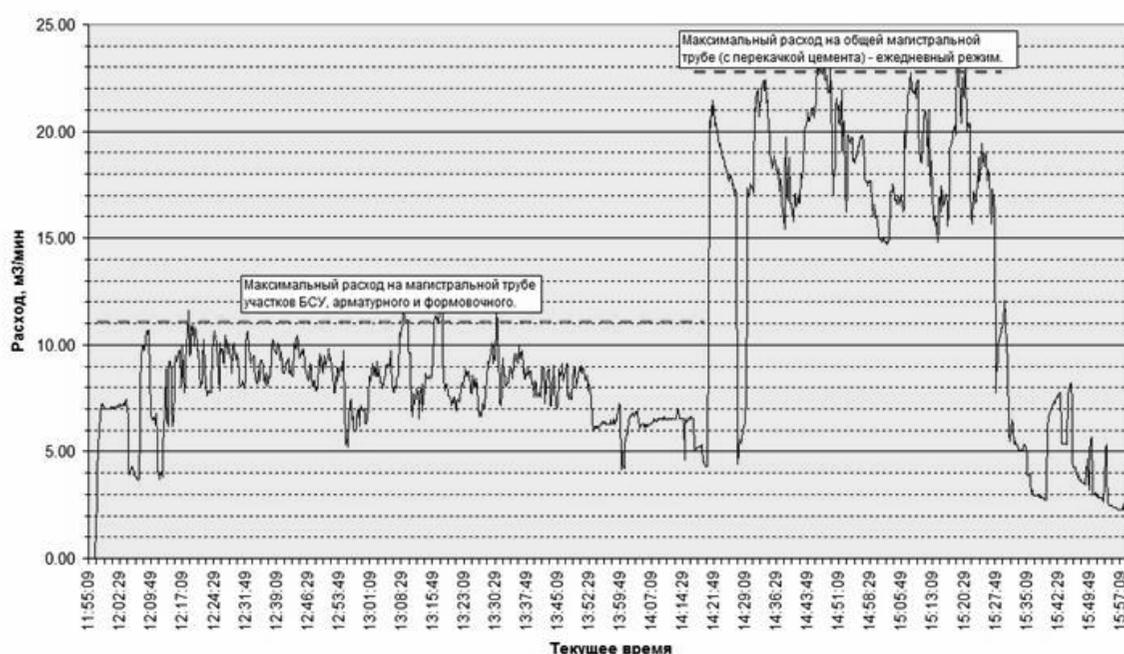


Рис. 2. Замеры сжатого воздуха 11 августа 2008 г.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

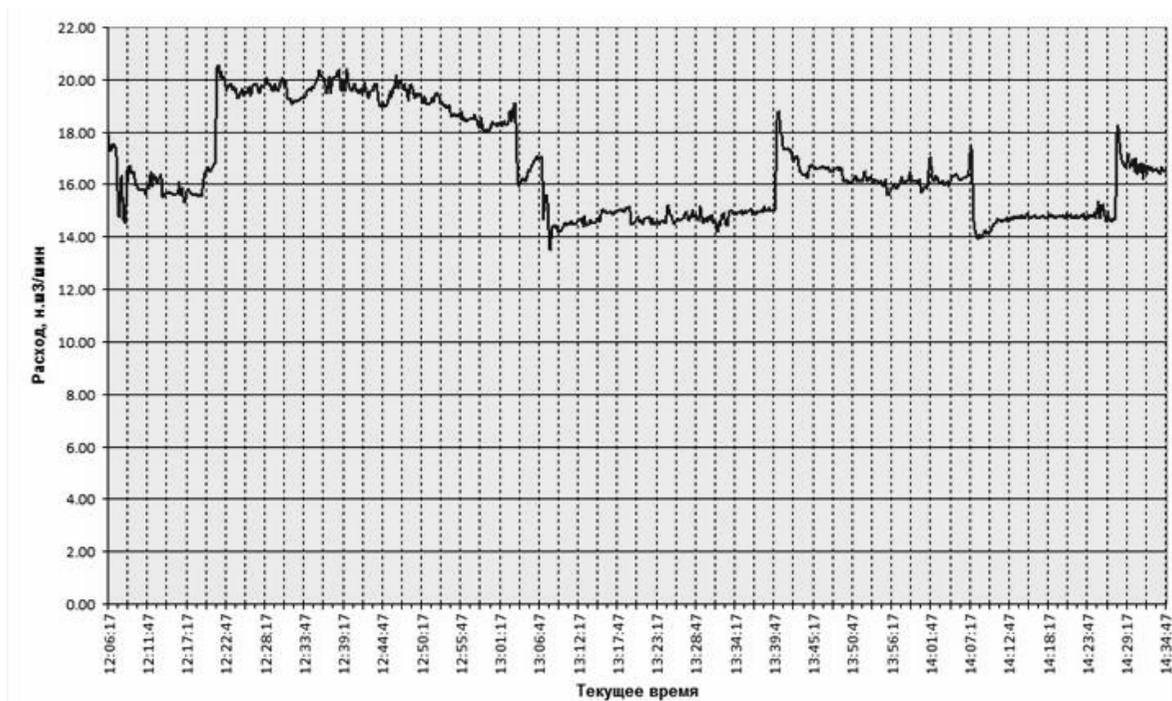


Рис. 3. Расход сжатого воздуха на участке склада цемента (разгрузка вагонов и перекачка цемента на БСУ) 6 августа 2008 г.

23 м³/мин. Продолжительность перекачки — чуть более 1 часа.

2.3. Замер расхода сжатого воздуха на линии склада цемента (трубопровод Ду150).

Замеры выполнялись во время одновременной работы перекачки цемента в БСУ и разгрузки вагонов.

Получены следующие результаты:

Нижняя граница рис. 3 (величина 14,5—15 м³/мин) показывает величину расхода сжатого воздуха на разгрузку цемента. Верхняя граница (величина 20,0 м³/мин) — на одновременную работу разгрузки вагона и перекачки цемента в БСУ.

2.4. Замер производительности компрессорных установок компрессорной станции.

Замеры производительности компрессорных установок производились по окончании рабочей смены, чтобы исключить влияние рабочего процесса производства на выполнение и достоверность замеров.

Для каждого компрессора были созданы одинаковые условия. На складе цемента был открыт вентиль Ду50, обеспечивающий выход потока сжатого воздуха в атмосферу. Компрессоры включались поочередно. Отводилось определенное время для выхода компрессора на номинальный режим работы.

По контрольным манометрам, установленным в компрессорной станции и на воздухохранилищах, отслеживался момент, когда давление в системе стабилизировалось. Это было давление величиной 0,25 МПа (или 2,5 бара). Проработав в этом режиме в течение 1—2 мин., чтобы расходомер зафиксировал стабильные показатели, компрессор выключался и процедура повторялась со следующим компрессором.

Были получены следующие результаты (рис. 4).

Наилучшие показатели выявлены у компрессоров №1 и №3 — 18,47 и 18,8 н. м³/мин соответственно.

Худшие показатели у компрессора №2 — 16,65 н. м³/мин. и №4 — 15,718,8 н. м³/мин. Низкие показатели производительности говорят о плохом состоянии поршневой группы и системы клапанов данных компрессорных установок.

При повышении нагрузки на компрессоры, т.е. повышение давления в пневмосистеме до рабочего 6,5—7 бар, показатели производительности станут еще ниже по указанной выше причине.

3. Подбор оборудования для проведения модернизации системы снабжения сжатым воздухом

Максимальный расход на линии БСУ, арматурного и формовочного цехов составил 12—12,5 м³/мин.

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

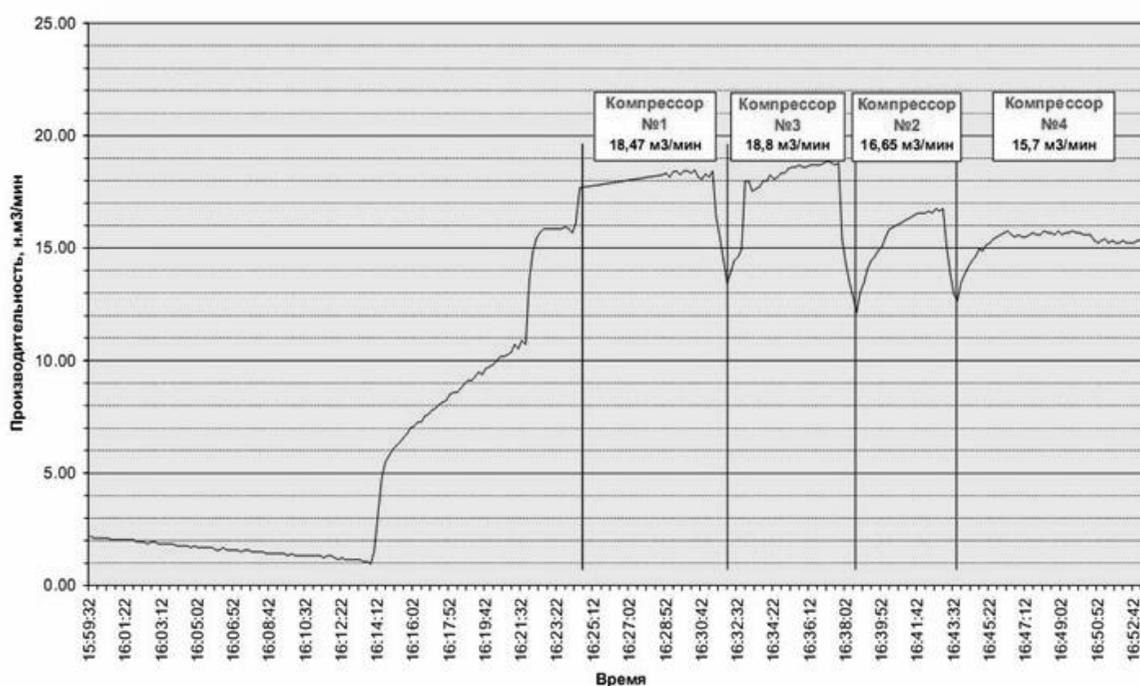


Рис. 4. Замер производительности компрессоров 11 августа 2008 г.

При этом были зафиксированы утечки величиной до 5,5 м³/мин. Таким образом, максимальный пиковый расход на данном участке составил 7 м³/мин.

Максимальный расход сжатого воздуха на линии склада цемента при одновременной работе перекачки цемента в БСУ и разгрузки вагонов составил 20 м³/мин. Существенных утечек на данном участке обнаружено не было. Это объясняется отличительной простотой пневмолинии данного участка, минимумом пневмооборудования и запорной арматуры.

Итого, суммарный максимальный расход сжатого воздуха на данном производстве составил 27 м³/мин, при номинальном рабочем давлении 6 бар.

Для организации системы снабжения сжатым воздухом соответствующего расхода рекомендуем применить компрессорные установки типа ДЭН-55Ш в количестве 3 шт.

Н. м³/мин обозначает единицу измерения производительности компрессорных установок по сжатию

воздуха при нормальных условиях. В тексте может встречаться обозначение «м³/мин», что подразумевает то же самое.

Суммарная производительность 3 компрессорных установок ДЭН-55Ш составляет 27,3 н. м³/мин. Максимальное рабочее избыточное давление — 7 бар (атм.). Все компрессорные установки объединены в одну напорную линию. То есть устанавливаются на место существующих, один из которых в наилучшем техническом состоянии остается в компрессорной станции в качестве резервного.

Проектируемый режим работы компрессорной станции:

1. Для обеспечения работы линии БСЦ, арматурного и формовочного цехов достаточно работы одной компрессорной установки типа ДЭН-55Ш. Как видно из основных технических характеристик данной компрессорной установки, его производительность превышает значение расхода на данной линии. Компрессоры типа ДЭН снабжены электрон-

Таблица 2

Основные технические характеристики

Наименование	Производительность, н.м³/мин	Давление номин. изб, МПа	Привод (мощность) кВт	Кол-во заливаемого масла, л	Расход масла, г/час	Шумность, дБА	Габаритные размеры ДхШхВ, мм (масса, кг)
ДЭН-55Ш	9,1	0,7	55	30	1,8	78	1900x1200x1495 (1100)

ным блоком управления, который в автоматическом режиме управляет работой компрессорной установки в пределах установленных рабочих значений минимального и максимального давления в пневмосети от 5 до 7 бар. То есть при достижении верхнего значения давления в 7 бар компрессорная установка автоматически переводится в режим холостого хода. Далее при падении давления ниже минимального в 5 бар компрессор переходит в рабочий режим нагрузки. Если же давление в системе не понижается ниже минимального в 5 бар в течение времени разгрузки (2 мин), компрессор автоматически выключается. При падении давления ниже минимального в 5 бар компрессорная установка снова автоматически запускается. Значения минимального и максимального рабочего режима можно при необходимости изменять в пределах от 5 до 7 бар при согласовании с заводом-изготовителем.

2. Для обеспечения работы линии склада цемента необходимо включение еще двух компрессорных установок типа ДЭН-55Ш. Электронный блок управления компрессоров данного типа позволяет выполнять процедуру в автоматическом режиме. Для этого на каждом блоке управления из 3 компрессорных установок выставляются приоритетные значения максимального и минимального давлений. Данная процедура позволяет компрессорным установкам автоматически включаться в режим работы, отслеживая значение давления в пневмосети предприятия.

3. Расчет ресиверов-воздухосборников. Специалисты технического отдела ЗАО «Челябинский компрессорный завод» рекомендуют применять ресиверы объемом, составляющим не менее одной третьей части от производительности компрессорной установки, т.е. не менее 3 м³. В пневмосети предприятия используются воздухосборники общим объемом 12,8 м³. Данного объема более чем достаточно для нормальной работы проектируемой системы снабжения сжатым воздухом.

4. Подготовка сжатого воздуха. Существующая пневмосистема не имеет специальных элементов по подготовке сжатого воздуха, удалению конденсата влаги и масла. Рекомендуем применить и установить промышленные сепараторы-влагомаслоотделители типа AG-Z с автоматическим конденсатоотводчиком электронного типа.

5. Проектируемый норматив работы компрессорных установок в месяц. Разгрузка вагонов 10—11 шт. по 3 часа на один вагон составляет 30—33 часа. Ежедневная закачка цемента на БСУ — по 3—4 часа в смену. Остальное время только на линию БСУ, арматурного и формовочного цехов.

<< 55

Для водоснабжения 12 наименований вертикального расположения литража от 8 до 500 л (8, 12, 18, 24, 35, 50, 80, 100, 150, 200, 300, 500) плюс 3 наименования для горизонтального расположения (24, 50, 80л) для комплектации насосных станций.

Все оборудование имеет надлежащие сертификаты.

ThermoNews.Ru

КОМПАНИЯ FUJITSU ПЛАНИРУЕТ ПРОИЗВОДСТВО СОБСТВЕННЫХ КОМПРЕССОРОВ

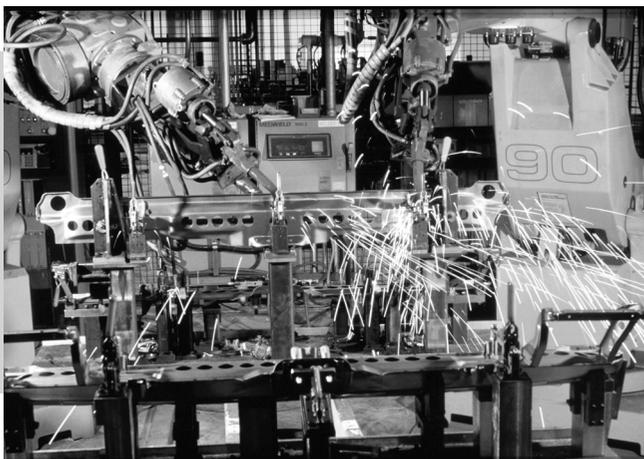
Компания Fujitsu разработала высокоэффективный 2-цилиндровый ротационный компрессор N-TF30ND с инвертором постоянного тока для кондиционеров производительностью от 8 до 15 кВт. Начало производства компрессоров намечено на октябрь 2009 года.

С этой целью планируется расширение площадей завода FGA, который расположен в Чонбури (Тайланд). Строительство нового завода началось в августе 2008 года. Планируемый объем производства на первый год работы — 400000 единиц оборудования. Общая сумма инвестиций составила около 33 млн долларов.

Поскольку в последнее время вопросы защиты окружающей среды становятся все более актуальными, ужесточаются требования к энергоэкономичности климатического оборудования. Производители теперь обязаны указывать класс энергоэффективности. В связи с этим компания Fujitsu принимает меры по повышению КПД оборудования. Ключевым компонентом системы кондиционирования является компрессор, поэтому оптимизацию оборудования необходимо начинать именно с него.

До текущего момента компания Fujitsu использовала компрессоры сторонних производителей. Продвижение моделей средней и высокой производительности требует производства собственных компрессоров.

65 >>



КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

Большое разнообразие выпускаемых промышленностью объектов, различающихся по конструкции и применяемым материалам и рабочим средам, по сроку службы и хранения, массовости выпуска, условиям эксплуатации и другим параметрам, требует развития различных методов и аппаратуры контроля, отличающихся назначением, физической сущностью, чувствительностью, быстротой и т.п. В этой связи в промышленности разработан комплекс методов и способов испытаний различных деталей, сборочных единиц и изделий в целом. В целях повышения качества изделий предприятия постоянно увеличивают объемы операций контроля и численность контролирующего персонала.

Исходя из физических явлений, на которых основан неразрушающий контроль, принято выделять девять его основных видов:

- акустический;
- вихретоковый;
- магнитный;
- электрический;
- радиоволновой;
- тепловой;
- оптический;
- радиационный;
- с применением проникающих веществ.

Радиоволновый метод неразрушающего контроля основан на регистрации изменений параметров электромагнитных волн радиодиапазона, взаимодействующих с объектом контроля. Обычно используются волны сверхвысокочастотного (СВЧ) диапазона с длиной от 1 до 100 мм. Контролируют изделия из материалов, где радиоволны не очень сильно затухают: диэлектрики (пластмассы, керамика, стекловолокно), магнитодиэлектрики (ферриты), полупроводники, тонкостенные металлические объекты. По характеру взаимодействия с объектом контроля различают методы прошедшего, отраженного, рассеянного излучения и резонансный. При использовании этого вида контроля наличие дефектов в исследуемых изделиях приводит к появлению дополнительных отражений электромагнитного поля, которые изменяют интерференционную картину и вызывают дополнительные потери энергии. Этот метод применяется в дефектоскопии диэлектриков, а также при исследовании состояния поверхности проводящих тел. Недостатком СВЧ-метода является сравнительно низкая разрешающая способность устройств, реализующих этот метод, обусловленная малой глубиной проникновения радиоволн в металлы.

Тепловой метод неразрушающего контроля основан на регистрации изменений тепловых

или температурных полей контролируемых объектов. Он применим к объектам из любых материалов. Распределение температур в изделии зависит от его свойств: геометрических параметров, химического состава, наличия дефектов и др. По характеру взаимодействия теплового поля с объектом контроля различают методы: пассивный (на объект не воздействуют внешним источником энергии) и активный (объект нагревают или охлаждают от внешнего источника). Недостатком этого метода контроля является необходимость использования контактных устройств, что затрудняет процессы автоматизации при непрерывных измерениях и контроле движущихся объектов. При бесконтактных измерениях возникают достаточно жесткие требования к чистоте окружающей среды.

Оптический метод неразрушающего контроля основан на наблюдении или регистрации параметров оптического излучения, взаимодействующего с объектом контроля. Это взаимодействие связано с поглощением, отражением, рассеиванием, дисперсией, поляризацией и другими оптическими эффектами. Данный метод применяют для измерения геометрических параметров изделий, контроля состояния поверхности и обнаружения поверхностных дефектов. Оптические методы имеют очень широкое применение благодаря большому разнообразию способов получения первичной информации. Возможность их применения для наружного контроля не зависит от материала объекта. Оптические методы широко применяют для контроля прозрачных объектов. В них обнаруживают макро- и микродефекты, структурные неоднородности, внутренние напряжения. Недостатками оптических методов являются узкий диапазон контролируемых параметров, жесткие требования к состоянию окружающей среды и чистоте поверхности изделия.

Радиационный метод неразрушающего контроля основан на регистрации и анализе проникающего ионизирующего излучения после взаимодействия его с объектом контроля. В зависимости от природы ионизирующего излучения вид контроля подразделяют на подвиды: рентгеновский, гамма-, бета- (поток электронов), нейтронный. Наиболее широко используют для контроля рентгеновское и гамма-излучения. Их можно использовать для контроля объектов из самых различных материалов, подбирая благоприятный частотный диапазон. Эти методы в основном применяются в дефектоскопии, измерении геометрических и структурных особенностей материалов. К недостаткам данных методов относятся повышенные требования к технике безопасности, сложность, дороговизна и громоздкость аппаратуры,

а также ограничения, связанные со сравнительно небольшими толщинами объекта контроля.

Акустический метод неразрушающего контроля основан на регистрации параметров упругих волн, возникающих или возбуждаемых в объекте. Чаще всего используют упругие волны ультразвукового диапазона (с частотой колебаний выше 20 кГц). Этот метод также называют ультразвуковым. Главная отличительная особенность данного метода состоит в том, что в нем применяют и регистрируют не электромагнитные, а упругие волны, параметры которых тесно связаны с такими свойствами материалов, как упругость, плотность, анизотропия (неравномерность свойств по различным направлениям) и др.

Акустические свойства твердых материалов и воздуха настолько сильно отличаются, что акустические волны отражаются от тончайших зазоров (трещин, непроваров) шириной 10^{-6} ... 10^{-4} мм. Этот вид контроля применим ко всем материалам, достаточно хорошо проводящим акустические волны: металлам, пластмассам, керамике, бетону и т.д. Колебания в исследуемый объект вводятся в импульсном или непрерывном режимах с помощью пьезоэлектрического преобразователя сухим контактным, контактным через жидкую среду или бесконтактным способом через воздушный зазор с помощью электромагнитно-акустического преобразователя. С помощью акустических методов измеряют толщины стенок изделий, выявляют разнообразные дефекты и неоднородности структуры, определяют геометрические характеристики изделий. Эти методы имеют следующие недостатки: необходимость акустического контакта преобразователя с объектом контроля, повышенные требования к чистоте поверхности изделия, влияние сторонних шумов на результаты измерений, воздействие температуры изделия и др. Все эти недостатки приводят к возрастанию погрешностей измерения.

Среди разнообразных акустических методов можно выделить следующие:

- топографический метод, который основан на возбуждении в исследуемом изделии мощных изгибных колебаний заданной или меняющейся частоты с одновременной визуализацией картины колебаний контролируемой поверхности путем нанесения на нее тонкодисперсного порошка;
- импульсный эхо-метод, основанный на послышке коротких ультразвуковых импульсов и отражении их от поверхности дефекта;
- теневой метод, связанный с появлением области «звуковой тени» за дефектом, поперечные размеры которого превышают длину упругой волны;
- резонансный метод, в основе реализации которого положено явление возникновения в исследуе-

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

мом материале стоячих продольных или сдвиговых волн;

- импедансный метод, основанный на установлении зависимости силы реакции изделия на контактирующий с ним колеблющийся стержень (преобразователь);

- метод акустической эмиссии, основанный на регистрации упругих волн ультразвукового диапазона, скачкообразно появляющихся при перестройке структуры материала, возникновении трещин, аллотропических превращениях в кристаллической решетке;

- электромагнитно-акустический метод, основанный на возбуждении ультразвуковых колебаний в результате взаимодействия переменного и постоянного магнитных полей с металлом или ферромагнетиком.

Неразрушающий контроль **методом проникающих веществ** основан на явлении капиллярного проникновения хорошо смачивающих пробных веществ (жидкости) в полость дефектов объема контроля. Его делят на методы капиллярные и течеискания. Капиллярные методы основаны на капиллярном проникновении в полость дефекта индикаторной жидкости (керосина, скипидара и др.), хорошо смачивающей материал объекта. Их применяют для обнаружения слабо видимых или не видимых невооруженным глазом поверхностных дефектов.

Методы течеискания используют для выявления только сквозных дефектов в перегородках. В полость дефекта пробное вещество проникает либо под действием разности давлений, либо под действием капиллярных сил, однако в последнем случае нанесение и индикацию пробных веществ выполняют по разные стороны перегородки. Метод требует значительных временных затрат на пропитку и проявление индикаторной жидкости, что приводит к снижению производительности контроля и сложности его автоматизации.

Оставшиеся нерассмотренными три метода контроля — электрический, магнитный и вихретоковый — согласно ГОСТ 18353—79 «Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов» объединены в электромагнитный неразрушающий контроль. Все эти методы основаны на регистрации взаимодействия электрических, магнитных и электромагнитных полей с объектами контроля либо на измерении электрических и магнитных характеристик объекта контроля. Поэтому в физических принципах, да и в технических реализациях перечисленных видов неразрушающего контроля много общего.

Магнитный метод неразрушающего контроля основан на анализе взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом. Как правило, его при-

меняют для контроля объектов из ферромагнитных материалов. По характеру взаимодействия физического поля с объектом этот вид контроля не дифференцируют: во всех случаях используют намагничивание объекта и измеряют параметры, используемые при контроле магнитными методами. Процесс намагничивания и перемагничивания ферромагнитного материала сопровождается возникновением гистерезиса. Химический состав, структура, наличие несплошностей и другие свойства, которые требуются контролировать, обычно связаны с параметрами процесса намагничивания и петлей гистерезиса.

Магнитные методы применяют для измерения толщины неферромагнитного покрытия на ферромагнитном основании; для дефектоскопии поверхностных и подповерхностных участков ферромагнитных материалов (магнитопорошковый метод); для получения информации о магнитной проницаемости и ее изменении в зависимости от напряженности магнитного поля (индуктивный метод).

В общем случае при намагничивании объекта контроля, вблизи поверхности которого имеется несплошность (дефект), в области дефекта возникают пространственные аномалии напряженности магнитного поля. Появляются поля рассеяния. Изменение напряженности магнитного поля, точнее градиента напряженности, используют как первичный информационный параметр для выявления дефектов.

Электрический метод неразрушающего контроля основан на регистрации параметров электрического поля, взаимодействующего с контролируемым объектом (собственно электрический метод), или поля, возникающего в контролируемом объекте в результате внешнего воздействия (термоэлектрический метод). Его применяют для контроля диэлектрических и проводящих материалов. Методы электрического контроля (электростатический порошковый, термоэлектрический, электроискровой, электрического потенциала, емкостной) позволяют определять дефекты различных материалов, измерять толщины стенок, покрытий и слоев, сортировать металлы по маркам, контролировать диэлектрические или полупроводниковые материалы. Недостатками перечисленных методов электрического неразрушающего контроля являются: необходимость контакта с объектом контроля, жесткие требования к чистоте поверхности изделия, трудности автоматизации процесса измерения и зависимость результатов измерения от состояния окружающей среды.

Вихретоковый метод неразрушающего контроля основан на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте. В этом методе исполь-

<< 61

зается эффект воздействия вихревых токов, возбуждаемых в проводящем образце, на электрические параметры преобразователя. Его применяют только для контроля изделий из электропроводящих материалов. Вихревые токи возбуждают в объекте с помощью преобразователя в виде катушки индуктивности, питаемой переменным или импульсным током. Приемным преобразователем (измерителем) служит та же или другая катушка.

Интенсивность и распределение вихревых токов в объекте зависят от его геометрических размеров, электрических и магнитных свойств материала, от наличия в материале нарушений сплошности, взаимного расположения преобразователя и объекта, т. е. от многих параметров.

К числу главных достоинств вихретокового метода следует отнести его универсальность и широкие функциональные возможности, которые до настоящего времени еще не до конца использованы. В то же время применение этого метода затрудняется тем, что при контроле одного параметра другие являются мешающими. Для разделения параметров используют раздельное или совместное измерение фазы, частоты и амплитуды сигнала измерительного преобразователя, подмагничивание изделия постоянным магнитным полем, ведут контроль одновременно на нескольких частотах, применяют спектральный анализ. Получаемые таким образом выходные параметры преобразователя одновременно несут информацию об удельной электрической проводимости и магнитной проницаемости материала, о состоянии поверхности изделия и наличии дефектов, о величине зазора между изделием и преобразователем, а также о геометрических размерах изделия. Анализ измеренных параметров позволяет определять геометрические размеры изделий (толщину стенки при одностороннем доступе), оценивать химический состав, структуру материала изделия, внутренние напряжения, обнаруживать поверхностные и подповерхностные (на глубине нескольких миллиметров) дефекты.

Контроль вихревыми токами выполняют без непосредственного контакта преобразователей с объектом. Это позволяет вести контроль при взаимном перемещении преобразователя и объекта с большой скоростью (до 60 м/с) и облегчает тем самым автоматизацию контроля.

Сопоставление методов неразрушающего контроля между собой нужно проводить с учетом следующих обстоятельств. Во-первых, многие из описанные выше методов неразрушающего контроля применимы для контроля только определенных типов материалов:

- радиоволновой — для немагнитных, плохо проводящих ток материалов;
- вихретоковый — для хороших проводников электрического тока;
- магнитный — для ферромагнетиков;
- акустический — для материалов, обладающих небольшим затуханием звуковых волн соответствующей частоты;
- оптический — хорош для объемного контроля прозрачных в световом диапазоне объектов контроля.

Во-вторых, следует иметь в виду различия в модификации методов в зависимости от их предназначения: измерение геометрических размеров, исследование химического состава и структуры, поиск объемных или поверхностных дефектов и т.д. Поэтому решение об использовании того или иного метода неразрушающего контроля необходимо принимать с учетом всех факторов, действующих при производстве или исследовании объекта контроля.

В результате была разработана модель 2-цилиндрового инверторного компрессора ротационного типа, который обеспечивает высокоэффективную работу даже при значительных колебаниях нагрузки.

Энергоэффективность компрессора соответствует самым строгим требованиям. Усовершенствованная конструкция компрессора сокращает объем нагнетаемого масла вдвое, что позволяет снизить теплопотери на теплообменниках и увеличить максимально допустимую длину трассы. Это является крайне важным для крупных объектов.

www.uel.ru

РЫБНИЦКИЙ НАСОСНЫЙ ЗАВОД ОСВОИЛ ПРОИЗВОДСТВО ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ

Рыбницкий насосный завод (Приднестровье) освоил изготовление погружных насосов и приступил к их промышленному производству, сообщает РИА «Новый регион». Как сообщила генеральный директор ЗАО «РНЗ» Зоя Василец, освоенная гамма погружных центробежных насосов предназначена для перекачивания бытовых, промышленных, сточных вод и других загрязненных жидкостей или чистой воды.

«Эти насосы отличаются новым исполнением и высокой производительностью, а их преимущество в том, что они могут работать дистанционно, причем как на насосных станциях, так и непосредственно в колодцах», — отметила гендиректор предприятия. По ее словам, более 2 лет ушло на то, чтобы произвести опытную партию насосов НПЦ 50/50, еще 2 вида насосов такого типа пока в стадии разработки.

Зоя Василец также сообщила, что за 9 месяцев 2008 года насосниками произведено продукции на 5,5 млн руб., что соответствует уровню 2007 года. Основными потребителями продукции рыбницкого насосного завода являются

73 >>

В. В. Панкратов,
директор ООО «ВВП»,
Н. В. Шилкин,
доцент МАрХИ

ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Важной составляющей, еще до начала непосредственного ввода в эксплуатацию, является монтаж оборудования. Основная проблема ввода в эксплуатацию, возникающая на этапе монтажа, — это соответствие смонтированного оборудования проектному решению. Здесь ярко проявляется различие в подходах к проектированию и монтажу оборудования в нашей стране и за рубежом. За рубежом предпочитают пойти на несколько ревизий проекта и затем смонтировать систему в точном соответствии с ним. У нас, к сожалению, зачастую все происходит наоборот. В связи с тем, что механические инженерные системы проектируются одними, а к примеру, системы электроснабжения и автоматизации — другими проектировщиками, соответственно, и разными подрядчиками, то на этапе реализации проектного решения неизбежно возникает ряд вопросов. В этих условиях проще работать организациям, которые занимаются как проектированием каких-либо систем, так и непосредственной реализацией своих проектных решений. Такие организации имеют возможность в ходе реализации учитывать очевидные изменения проектных решений. Конечная цель в данном случае — обеспечить автоматизацию всего смонтированного инженерного оборудования. Нередко возникают ситуации, когда в ходе проектирования ошибочно не предусматри-

вается повысительная станция, дренажный приемок и т.д. В этом случае необходимо решить, как следует поступить — надо ли вносить изменения в проектную документацию или изменять проект непосредственно на месте, работая, по сути, с чистого листа. В результате зачастую получается, что реализованное решение не соответствует утвержденному проекту и договору. Эти несоответствия учитываются дополнительными соглашениями. Самое главное здесь — учесть все нюансы, в противном случае теряется сама идея оптимизации энергопотребления. В конечном итоге на объекте появляется смонтированная система. Следующий этап ввода в эксплуатацию — так называемый «холодный», или предварительный пуск.

«Холодный» пуск

Вся система автоматизации проектируется с учетом возможностей ручного управления. Для цепей непосредственного управления — это переключатели ручного/автоматического управления, для цепей инверторного управления — возможность управления на инверторах в ручном режиме. На этом этапе проверяется соответствие управляющих цепей своим исполнительным устройствам, т.е. последовательным подключением управляющих цепей проверяется наличие ответной реакции на исполнительных устройствах. Цель этой работы — исклю-

чить ситуации, когда, например, сигнал на открытие клапана или заслонки проходит, но само устройство не открывается, поскольку либо заклинено, либо перекрыто вручную.

В случае насосов и вентиляторов необходимо провести фазировку, убедиться, что направление вращения электродвигателя соответствует заданному в проекте.

Обычно этап «холодного» пуска выполняется теми же монтажниками, которые устанавливают оборудование. Их задача — не просто подключить провода к клеммам, но, как минимум, убедиться в работоспособности исполнительных механизмов во всем рабочем диапазоне. Например, для мощных электродвигателей необходимо убедиться в их работоспособности в двух режимах, поскольку для исключения больших пусковых токов они включаются в работу в два этапа, с предварительным разгоном.

Этап предварительной пусконаладки

После проверки реакции исполнительных устройств на управляющие сигналы проверяется прохождение ответных сигналов от исполнительных устройств в контроллер — это этап предварительной пусконаладки. По сути, на этом этапе происходит запуск самих контроллеров и проверка прохождения сигналов внутри контроллера. Предварительно необходимо подключить контроллер к компьютеру и внести базу данных точек в память контроллера.

Имеется четыре типа физических сигналов (аналоговый вход, аналоговый выход, цифровой вход, цифровой выход), ранее описанных в проекте, а также некоторое множество логических точек, так называемых псевдоточек. Эти логические псевдоточки необходимы для того, чтобы сопоставить текущее значение некоторого параметра с какого-либо датчика с требуемым значением этого параметра, которое как раз и задается псевдоточкой. Разница этих параметров определяет алгоритм дальнейшей работы системы. Принципиально важно это, например, для системы автоматизации тепловых пунктов, в которых необходимо обеспечить необходимый теплосъем, поскольку завышение температуры обратного теплоносителя приводит к штрафным санкциям со стороны теплоснабжающей организации. Соответствующий температурный график задается псевдоточками, и алгоритм работы системы направлен на поддержание этого графика.

Особенность перечисленных выше двух первых этапов ввода в эксплуатацию — то, что они никоим образом не связаны со смежниками, эти работы выполняются исключительно силами специалистов по автоматизации.

Перевод системы в режим автоматического регулирования

Это наиболее важный этап всей работы по вводу в эксплуатацию.

На этом этапе возникает проблема, связанная как раз со взаимодействием смежников. Например, при работах по вводу в эксплуатацию теплового пункта работают специалисты по механическому оборудованию и специалисты по автоматизации и электрооборудованию (в зависимости от того, предусмотрены проектом отдельные или совмещенные щиты автоматизации и электрооборудования). Задача специалистов по механическому оборудованию — произвести механическую балансировку систем. Распределение потоков теплоносителя (в случае систем вентиляции — воздушных потоков) в любом случае на физическом уровне достигается путем балансировки системы механическими устройствами, либо балансировочными клапанами, либо, в случае вентиляционных систем, — дроссель-клапанами, установленными в воздухопроводах. Нормативные документы содержат требование об обеспечении паспортизации систем. Зачастую в наших условиях возникает ситуация, когда все магистрали смонтированы, но контуры не заполнены теплоносителем. Самый яркий пример из опыта ввода в эксплуатацию объектов в Москве — ввод в эксплуатацию инженерных систем, который, как правило, стремятся закончить непосредственно к началу отопительного сезона, и из-за дефицита времени при фактическом отсутствии теплоносителя в системе балансировка не производится. Нормальный рабочий цикл — монтаж, опрессовка, заполнение системы, причем желательно все эти работы вести на предельных параметрах теплоносителя, т. е. система должна балансироваться на максимальный расход (в случае, когда все потребители подключены). Как правило, пуск объекта происходит поэтапно — сначала запускается в работу контур радиаторного отопления, затем система вентиляции на нескольких этажах и т.д. В результате максимальный расход не выставляется. Все это приводит к опасности возникновения конфликтной ситуации: с одной стороны, специалисты по механическому оборудованию не могут произвести балансировку одновременно, с другой стороны, может возникнуть ситуация, когда, например, на некотором участке системы, на уровне задвижки по ошибке будет механически перекрыт теплоноситель, что исключает возможность регулировки системы средствами автоматизации. Сразу выявить причины неработоспособности системы достаточно сложно, и в этой ситуации очень часто возникают конфликты между смежниками. В результате подобные проблемы взаимодействия смежников приводят к тому, что процесс ввода в эксплуатацию чрезвычайно растягивается

АВТОМАТИЗАЦИЯ

по времени. Хотя расчетное время наладки системы можно определить с достаточной степенью точности, на практике зачастую получается так, что процесс отладки может занять несколько сезонов. Особенно эта ситуация характерна для больших объектов, в которых нагрузки подключаются поэтапно. В таких объектах, например, мощность ЦТП рассчитана на весь комплекс, но здания вводятся в эксплуатацию отдельными корпусами (очередями). Нагрузка постоянно растет, и сразу произвести балансировку системы на полную мощность просто невозможно.

Зачастую в нашей стране специалисты по механическому оборудованию, опрессовав систему, заполнив ее водой и убедившись в отсутствии протечек, считают свою работу по вводу в эксплуатацию выполненной. Часто при этом вообще не выполняется, например, проверка соответствия положения клапанов проектным значениям, не проводятся замеры протоков и т.д. Пропуск этой стадии приводит к тому, что ввод системы в нормальную эксплуатацию становится просто невозможен. Рассмотрим в качестве примера офисное здание с вертикальной разводкой магистралей отопления и поэтажной организацией системы кондиционирования. Система может быть рассчитана правильно, но из-за того, что балансировочными клапанами не отрегулирован расход в системе, теплоноситель не поступает в отопительные приборы последних этажей отдельных стояков. Такая ситуация приводит к тому, что, запуская систему автоматики на последнем этапе, в ряде помещений принципиально невозможно обеспечить требуемые температурные параметры. Преимущество автоматики в том, что эта система позволяет получить значения всех параметров и представить их в очень наглядной форме. В данном случае, оценив по графикам, что требуемая температура на нижних этажах достигается при открытии соответствующих клапанов всего лишь на 10—15% (в нормальных условиях требуемые параметры должны достигаться при открытии клапана на 40—60%), можно однозначно сделать вывод о том, что система нормально не отрегулирована механически.

Такая же ситуация может возникать и в системах вентиляции. Если при запуске системы расход и температура теплоносителя соответствуют норме, но температура воздуха не поднимается выше некоторого значения, поскольку в системе не обеспечен необходимый проток. В этом случае срабатывают средства защитной автоматики, вызываются смежники — специалисты по механическому оборудованию, и совместно с ними производится проверка всех коммуникаций от теплового пункта до потребителя.

Иногда при вводе в эксплуатацию вентиляционной системы не удается обеспечить требуемую температуру приточного воздуха. Происходит это из-за

того, что проектировщики вентиляционных систем, как правило, рассчитывают системы на несколько большую производительность, имея в виду, что при наладке эти системы будут отрегулированы на заданное значение. Однако на практике в некоторых случаях подобная регулировка не производится. В результате превышающий расчетное значение расход воздуха при расчетном расходе теплоносителя приводит к недогреву этого приточного воздуха. В итоге опять возникает конфликт между двумя организациями — смонтировавшей систему вентиляции и осуществляющей ввод в эксплуатацию системы автоматизации. На самом деле, монтажная организация должна не просто выполнить монтаж оборудования и разводку воздуховодов, но и сделать балансировку и паспортизацию систем на предмет их соответствия расчетным параметрам. В идеальном случае такая балансировка должна производиться как по расходу воздуха, так и по расходу теплоносителя, но фактически в наших условиях очень часто эти два этапа не выполняются должным образом.

Перечисленные выше механические проблемы устраняются как раз на этапе перевода системы в режим автоматического регулирования. Запуск и перевод системы в режим автоматического регулирования позволяют в достаточно короткий срок выявить подобные недостатки и локализовать источник их возникновения. Если полностью смонтированная система не обеспечивает нужных параметров при открытых на 100% клапанах, при том, что абсолютно аналогичная система в другой части здания нормально функционирует и при клапанах, открытых всего лишь на 30%, то это свидетельствует о наличии каких-то проблем именно с оборудованием.

В случае, если сразу не удастся достичь взаимопонимания со смежниками, возникает конфликтная ситуация. В конечном итоге все равно производятся замеры параметров на различных участках системы, это помогает локализовать проблемные участки и определить, кто должен нести ответственность по их устранению. Организации, осуществляющие пусконаладку, обязательно имеют в своем распоряжении необходимый комплект измерительных приборов для всех сопряженных систем, именно для того, чтобы убедиться в отсутствии собственных ошибок и выявить ошибки смежников. У специалистов по пусконаладке системы автоматизации обязательно должен быть как комплект приборов по измерению параметров вентиляции, так и комплект приборов, используемый при пусконаладке системы отопления. Причем, если для измерения параметров вентиляционной системы используются универсальные измерительные приборы, то для наладки системы отопления каждый крупный производитель предла-

гает, как правило, свой собственный оригинальный комплект измерительных приборов. Универсального прибора, который бы перекрывал все линейки оборудования всех производителей, не существует. Если невозможно провести прямые измерения, ошибки можно выявить и примерно локализовать по показаниям манометров и положению балансировочных клапанов.

В случае, если система идеально отбалансирована, но, тем не менее, требуемые параметры не достигаются, производится проверка правильности расчетов.

Проблема взаимодействия со смежниками — проблема как технического, так и организационного плана, — пожалуй, наиболее сложная на данном этапе ввода в эксплуатацию. Здесь также возникает вопрос, связанный с присутствием на объекте пусконаладочных организаций, запускающих в эксплуатацию как системы автоматизации, так и механическое оборудование. Тепловой пункт, хладоцентр — ключевые компоненты системы, без их предварительной наладки невозможен нормальный ввод в эксплуатацию других инженерных систем, но выполнить наладку самого теплового пункта невозможно потому, что часть нагрузки просто не подключена физически (буквально на уровне заглушенных труб). В результате наладку системы приходится повторять несколько раз, с последующей корректировкой по мере подключения нагрузок.

Еще один важный момент, требующий особого внимания на данном этапе ввода в эксплуатацию, — режимы работы системы в случае отсутствия теплоносителя в городских тепловых сетях. Как правило, предусматриваются специальные режимы в период летнего отключения подачи теплоносителя. В тепловых пунктах, как минимум для контуров ГВС, предусмотрено резервирование контура посредством подогрева электрическими емкостными водонагревателями (электробойлерами).

В этом случае объем и содержание работ по вводу в эксплуатацию в систему зависит от того, насколько автоматизирована система. С учетом того, что эта система включается в работу (если не возникают какие-то нештатные ситуации) только один раз в год, зачастую заказчик идет на упрощение и удешевление автоматизации этой системы. Между тем эксплуатация этой системы достаточно сложна — так, например, требуется обеспечить переключение в случае лимита мощности. Нередко в подобных случаях реализуются полуавтоматические режимы работы, когда автоматика отслеживает изменение параметров, но само переключение осуществляется вручную.

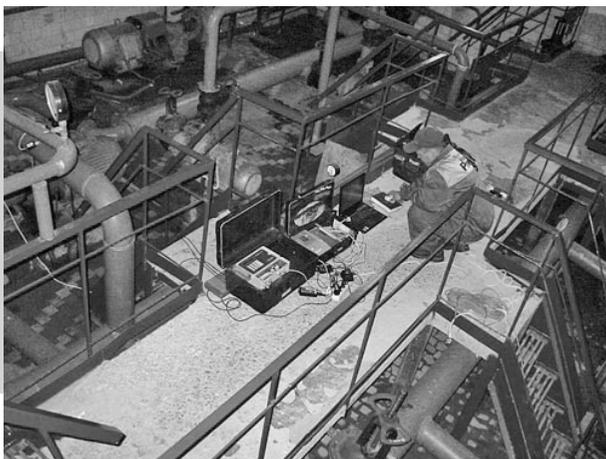
Все производители предлагают программные пакеты для программирования контроллеров. У мно-

гих производителей отдельные линейки контроллеров, особенно верхнего уровня (большой емкости), являются свободно программируемыми.

Контроллеры подключаются к персональному компьютеру, как правило, либо по протоколу RS-232, либо, что в последние годы используется все чаще, напрямую посредством TCP IP. Здесь можно выделить два этапа работы: конфигурирование системы (загрузка конфигурации системы в память контроллеров) и задание логики работы системы.

Эта работа выполняется уже программистами. Специалист, осуществляющий монтаж системы автоматизации, должен иметь некоторую базовую квалификацию, позволяющую работать с программным пакетом программирования контроллеров, но ему не требуется понимать суть графиков, степеней защиты и других подобных деталей работы системы. Задача монтажника на данном этапе — обеспечить физические связи. Специалист, который занимается дальнейшим программированием системы, уже должен иметь свое видение работы системы, и ее хорошая работа во многом зависит от его знаний, квалификации, опыта, от степени его понимания происходящих в системе процессов.

С одной стороны, технолог в общей пояснительной записке к проекту (его инженерной части) описывает режимы работы системы (в холодный, теплый и переходные периоды года). С другой стороны, это описание не может быть полностью детализированным — зачастую речь может идти о нескольких десятках промежуточных аварий. Поэтому количество степеней защиты системы зависит именно от решения программиста, основанного на собственных знаниях и опыте. Уже на уровне автоматизации реализуется ряд способов защиты, таких, например, как принудительный останов системы путем размыкания цепей пускателей, остановки инверторов в случаях угрозы замораживания. Задача системы автоматизации, помимо обеспечения заданных параметров, — превентивная остановка системы при некоторых значениях промежуточных датчиков: либо при падении температуры воздуха в определенных воздуховодах, либо при падении температуры теплоносителя. Здесь речь идет о том, что для отключения системы не следует дожидаться момента, когда температура теплоносителя упадет до 3 °С и возникнет угроза замораживания системы; если расчетная температура обратного теплоносителя упадет до 20—30 °С, то уже в этот момент можно сделать вывод о возникновении нештатной ситуации и принять меры по выявлению ее источника. Умение определить такие косвенные признаки неполадок в системе на как можно более ранней стадии — одна из составляющих искусства программиста.



**А. П. Шкирмونتв,
канд. техн. наук**

УЛУЧШЕНИЕ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РУДОВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОПЕЧЕЙ

Одним из основных факторов, позволяющих существенно улучшить параметры рудовосстановительных ферросплавных электропечей, является значительное увеличение электросопротивления ванны и распада электродов [1]. Для этого в заводских условиях были проведены две кампании выплавки на печи с традиционным распадом электродов (печь №1) и с увеличенным распадом (печь №2). Электропитание предусматривалось от трансформатора мощностью 1200 кВ·А, который имел 9 ступеней напряжения с переключением под нагрузкой и 4 схемы соединения на низкой стороне. Общий диапазон значений рабочего напряжения на низкой стороне (при всех схемах соединения) составлял 39,4—203,0 В. По высокой стороне печной трансформатор был запитан от линии высокого напряжения 10,5 кВ.

По результатам выплавки 45%-ного ферросилиция в печи с увеличенным распадом до 5,6 d_3 (диаметров электродов) был проведен материальный баланс для сопоставления с материальным

балансом выплавки в печи, имеющей традиционный распад электродов.

Данные балансов, как правило, необходимы для технических расчетов потребностей шихтовых материалов, их экономии и качества, а также для определения уровня освоения технологии выплавки сплава. К тому же материальный баланс является основой для составления теплового баланса, как комплексная оценка параметров печного агрегата.

Балансы ферросилициевых печей ранее выполнялись по различным методикам рядом специалистов в области ферросплавного производства. За основу проведения материального баланса была принята методика, описанная в работе [2]. Данные результатов материальных балансов, полученные для выплавки 45%-ного ферросилиция с традиционным распадом электродов, 2,18 d_3 и с увеличенным распадом — 5,6 d_3 (отн. ед. — диаметров электрода) приведены в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Материальный баланс выплавки ферросилиция в печи с увеличенным распадом электродов (5,6 d₃)

Расход	кг	%	Приход	кг	%
Кварцит	8702	48,38	Ферросилиций	8280	46,03
Коксик	4463	24,82	Шлак	460	2,56
Железная стружка	4582	25,48	Газы	8488	47,20
Железо кожухов электродов	23	0,13	Влага коксика	443	2,49
Электродная масса	112	0,62	Кремний с газами	120	0,67
Невязка	103	0,57	Моноокись кремния с газами	189	1,05
Итого:	17 985	100,0	Итого:	17 985	100,0

По данным материальных балансов следует, что при малом распаде электродов, по отношению к увеличенному, наблюдается несколько меньший расход кварцита и получается меньший выход шлака. Однако выход сплава (%) и в том, и в другом случае имеет близкие значения. Это может указывать на некоторое повышенное содержание глинозема в кварците, т. е. ухудшение качества кварцита, поступившего в печь, с увеличенным распадом электродов. Поэтому кратность шлака возросла с 0,054 до 0,056.

Незначительно повышенный улет с газами ведущего элемента сплава в этой кампании можно отнести к уровню освоения технологии выплавки. Однако степень извлечения кремния в сплав имеет близкие значения 94,2 и 94,7%, соответственно для кампаний с распадом 5,6 и 2,18 d₃. Сравнивая материальные балансы выплавки ферросилиция с различными значениями распада электродов, можно

заключить, что они близки по показателям процесса. Полученные результаты явились основой для составления теплового баланса.

Тепловой баланс выплавки позволяет в сравнении оценить совершенство конструкции печи и технологию процесса для данного агрегата. Тепловые балансы были рассчитаны и составлены по методикам работ [2, 3]. Данные тепловых балансов для выплавки 45%-ного ферросилиция с распадом электродов соответственно 2,18 и 5,6 d₃ приводятся в табл. 3. Из сводной таблицы тепловых балансов работы двух печей следует, что по статье расхода тепло, пошедшее на диссоциацию окислов, возросло почти на 10%, для печи с увеличенным распадом электродов. Такое перераспределение тепла можно объяснить концентрацией подводимой мощности в нижней части ванны печи, вследствие уменьшения токов шихтовой проводимости в верхних горизонтах ванны. Улучшенное

Таблица 2

Материальный баланс выплавки ферросилиция в печи с традиционным распадом электродов (2,18 d₃)

Расход	кг	%	Приход	кг	%
Кварцит	2313	47,82	Ферросилиций	2220	45,91
Коксик	1172	24,24	Шлак	120	2,48
Железная стружка	1233	25,50	Газы	2287	47,29
Железо кожухов электродов	15	0,31	Влага коксика	135	2,79
Электродная масса	75	1,55	Кремний с газами	29	0,60
Невязка	28	0,58	Моноокись кремния с газами	45	0,93
Итого:	4836	100,0	Итого:	4836	100,0

Таблица 3

Тепловой баланс выплавки ферросилиция ФС45 в печах с различными значениями распада электродов

Статья	Печь № 1		Печь № 2	
	кДж	%	кДж	%
Приход тепла: Тепло, внесенное электроэнергией	59 835,60	79,86	181 710,0	78,41
То же, шихтой	53,91	0,07	202,15	0,09
Тепло реакций окисления С до СО	11 582,09	15,46	36 225,74	15,64
Тепло экзотермических реакций	3450,17	4,51	13 566,19	5,86
Итого:	74 921,77	100,0	231 704,08	100,0
Расход тепла: Тепло диссоциации окислов	33 726,29	45,00	127 404,60	54,98
Тепло, уносимое сплавом	4296,46	5,74	16 024,62	6,92
То же, шлаком	250,80	0,34	961,40	0,42
То же, испаряющейся влагой	335,79	0,45	1114,22	0,48
То же, испаряющимися Si и SiO	390,36	0,52	1630,02	0,70
Физическое тепло колошниковых газов	1569,84	2,10	5922,35	2,56
Потери тепла кожухом печи	6115,39	8,16	14 411,52	6,22
Потенциальная энергия газов и излучение колошника	28 236,84	37,69	64 235,35	27,72
Итого:	74 921,77	100,0	231 704,08	100,0

Примечание: Печи № 1 и № 2 имеют соответственно распад электродов 2,18 и 5,6 дэ (в диаметрах электрода)

Таблица 4

Основные параметры рудовосстановительных печей с традиционным и увеличенным распадом электродов при выплавке ФС45

Параметры	Печи	
	№ 1	№ 2
Диаметр электродов d_3 , мм	330	330
Распад электродов, d_p/d_3	2,18	5,60
Сила тока в электродах, кА	6,0–6,5	6,–6,5
Напряжение на электродах, В	56–59	115–119
Удельная мощность на площадь подины, кВт/м ²	203	234
Коэффициент мощности	0,883	0,935
Электрический КПД	0,966	0,993
Тепловой КПД	0,515	0,628
Общий КПД печи	0,498	0,624
Удельный расход электроэнергии на 1 баз.т сплава, кВт·ч	7487	6237
Извлечение кремния в сплав, %	94,7	94,2
Производительность, баз.т/сут.	1,11	2,70

токораспределение в ванне позволяет меньше разогревать верхнюю часть ванны печи и снизить величину потерь тепла колошником. Данное обстоятельство отражается в увеличении теплового КПД печи, характеризующего степень полезного использования тепла в ванне. Для печи с увеличенным распадом тепловой КПД составляет 62,8%, против 51,5% для печи с традиционной величиной распада электродов.

Общий КПД печи характеризует конструкцию печного агрегата, тип процесса выплавки [4] и может быть рассчитан по формуле:

$$\eta_{\text{общ}} = \eta_{\text{эл}} \times \eta_{\text{т}},$$

где

$\eta_{\text{эл}}$ — электрический КПД печной установки;

$\eta_{\text{т}}$ — тепловой КПД печи.

Для печей с распадом электродов 2,18 и 5,6 d_э значения общего КПД печной установки равны 49,8 и 62,4% соответственно, что указывает на улучшение энерготехнологических параметров с увеличением распада электродов. Основные энерготехнологические параметры исследуемых рудовосстановительных печей сведены в табл. 4.

Из приведенных данных следует, что печь с увеличенным распадом электродов, по отношению к печи традиционной конструкции, позволяет:

- работать на более высоком (в 2 раза) рабочем напряжении;
- увеличить удельную мощность на площадь подины на 15,3%;
- значительно повысить коэффициент мощности, электрический и тепловой КПД;
- в целом увеличить общий КПД печной установки с 49,8 до 62,4%, при близкой степени извлечения ведущего элемента в сплав;
- снизить удельный расход электроэнергии.

Следовательно, увеличение распада электродов до величины 5,6 d_э (диаметра электрода) позволяет повысить мощность рудовосстановительной электропечи, не изменяя величины диаметра электродов и силы тока в них, и в целом улучшить энерготехнологические параметры, такие как коэффициент мощности, электрический и тепловой КПД и соответственно общий КПД печи.

Литература

1. Микулинский А.С., Шкирмонтов А.П., Топильский П.В. и др. Влияние распада электродов на электрическое сопротивление ванны печи для выплавки ферросилиция//Сталь. 1979. №10. С.761—762.
2. Хитрик С.И. Материальные и тепловые балансы электрических ферросилициевых печей//Сталь. 1947. №7. С. 603—609.
3. Еднерал Ф.П., Филиппов А.Ф. Расчеты по электрометаллургии стали и ферросплавов. — М.: Metallurgizdat, 1963. — 230 с.
4. Промышленные установки электродугового нагрева//Никольский Л.Е., Бортничук Н.И., Волохонский Л.А. и др. — М.: Энергия, 1971. — 272 с.

<< 65

Россия — 73,5%, Белоруссия — 10,3% и Приднестровье — 6,7%. В 2008 году РНЗ вышел на новые рынки сбыта в Средней Азии. В частности, в Казахстан и Узбекистан были отгружены порядка 3,5% от выпущенной продукции.

www.nr2.ru

КОТЕЛЬНЫЕ КОСТРОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПЕРЕВОДЯТ НА ОПИЛКИ И ДРОВА

В ближайшие годы в Костромской области торф, сапрпель, опилки и другие виды топлива местного происхождения станут альтернативой дорожающим газу и углю. Об этом заявил губернатор Игорь Слюняев после посещения «экспериментальной» котельной в Заволжском районе Костромы.

Котельная построена на деньги частного инвестора для промышленных потребителей и без перебоев действует с октября минувшего года. По результатам отопительного сезона станет ясно, распространять ли этот опыт на другие районы города. Впрочем, решение о реконструкции областных котельных, работающих на газе и угле, уже практически принято. «Обычные энергоносители будут дорожать. Поэтому нам надо думать, как в течение 5—7 лет перевести коммунальное хозяйство на местные виды топлива», — заявил Игорь Слюняев.

Областной центр пока отапливается исключительно газом. Но на новой городской котельной на всякий случай установлен еще и торфяной котел, сообщает «Российская газета».

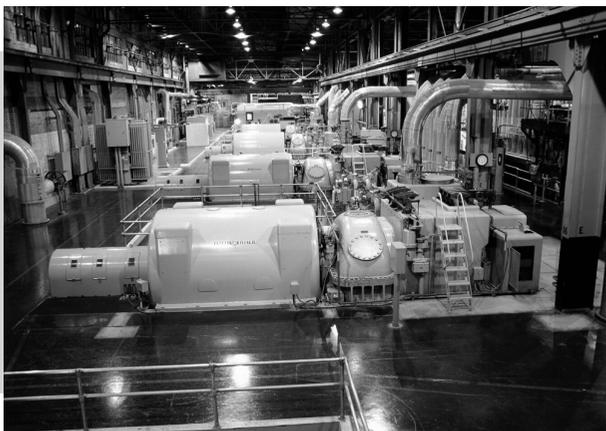
www.tatar-inform.ru

ЭНЕРГОЗАТРАТЫ НА УРАЛЕ ЧЕРЕЗ 3 ГОДА ПЛАНИРУЕТСЯ СОКРАТИТЬ НА 40%

Депутаты Свердловской Облдумы приняли закон об энергосбережении и повышении энергетической эффек-

77 >>

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ



**Л. П. Толстых, О. В. Водомеров,
В. М. Зайцев, Н. П. Локтев,
Н. К. Медведев, В. К. Медведев,
Российская ассоциация
«Станкоинструмент»**

ОРИЕНТИРОВОЧНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНА ППР ПРЕДПРИЯТИЯ

1. Общие положения

Определение объема финансирования, необходимого для осуществления планируемых предприятием ремонтов оборудования, вызывает определенные трудности. Принятые ранее методики, разработанные применительно к условиям плановой экономики, не позволяют даже приблизительно определить объем средств, которые потребуются на ремонт оборудования в современных условиях. Это, в свою очередь, не позволяет эффективно использовать систему планово-предупредительного ремонта (ППР), которая направлена на поддержание оборудования в состоянии постоянной работоспособности.

В то же время появились новые законодательные документы, регламентирующие правила технической эксплуатации оборудования, в частности:

Приказ Минфина РФ №264н от 30.03.2001г. [1];
Федеральный закон №57-ФЗ от 24.07.2002г., (ч. II стр. 324.) «Налоговый кодекс Российской Федерации» [2];

Постановление Правительства РФ №1 от 0.1.01.2002г. «Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы» с новыми нормативными сроками службы оборудования [3].

В соответствии с указанными документами предприятия самостоятельно несут ответственность за планирование и организацию ремонтов для обеспечения постоянной работоспособности оборудования. При этом расширяются их права по многим важным направлениям, включая:

- финансирование ремонта и его материального обеспечения;
- применение различных стратегий ремонта;
- планирование ремонта.

Вышли в свет справочники, которые могут помочь предприятиям в разработке собственных Положений по техническому обслуживанию и ремонту оборудования, а также создают нормативную базу для планирования потребностей в материальных и финансовых ресурсах:

Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования (М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005) [4];

Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования (М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006) [5].

2. Определение затрат на ремонт оборудования в планируемом году на основе базового норматива отчислений на ремонт основных фондов

2.1. Порядок финансирования ремонта оборудования определен документами [1] и [2].

Согласно этим документам, предприятиям предписывается самостоятельно выбрать и закрепить на длительное время в своей финансовой политике один из следующих способов финансирования ремонта основных фондов:

- по фактически произведенным затратам;
- создание резерва на предстоящий период;
- применение счета расходов будущих периодов.

2.2. Как показал последующий опыт закрепления в финансовой политике российских предприятий рекомендаций во исполнение указанных документов ни один из трех способов в отдельности не обеспечивает получения конкретных результатов [5].

2.3. Применение в финансовой политике предприятия способа «по фактически произведенным затратам» при нахождении в эксплуатации более 70% полностью амортизированных основных фондов приводит к неоправданному росту затрат на ремонт, завывая издержки производства.

2.4. Применение только одного способа «создания резерва на предстоящий период» приводит к занижению реальных потребностей в денежных средствах на ремонт, т. к. не учитывает затрат на сложные, дорогие капитальные ремонты оборудования с периодичностью ремонта более продолжительности базового периода.

2.5. Применение в финансовой политике предприятия только одного способа «применения счета расходов будущих периодов» не позволяет реально учитывать потребности в денежных средствах на ремонт с учетом технического состояния парка оборудования и сложившейся на предприятии структуры финансовых затрат на ремонты.

2.6. С учетом изложенного, оптимальным является сочетание указанных выше способов.

Базовый норматив отчислений на ремонт основных фондов $H_б$ определяется по формуле [5]:

$$H_б = (Z_б / B_{фб}) \times 100, \quad (1)$$

где

$Z_б$ — среднегодовые затраты на ремонт оборудования за базовый период;

$B_{фб}$ — среднегодовая совокупная стоимость основных фондов (оборудования) за базовый период.

В качестве базового периода рекомендуется использовать средние величины $Z_б$, $B_ф$ за 3—5 лет по бухгалтерской отчетности. Исходными данными для расчета базовых нормативов являются отчетные данные бухгалтерского учета формы 5 и 10.

Величина годового резерва средств на ремонты Φ_r определяется по формуле [5]:

$$\Phi_r = Z_{бк} B_{фк} / B_{фб}, \quad (2)$$

где

$B_{фк}$ — годовая совокупность стоимости оборудования для k-го года периода планирования, тыс. руб.

В тех случаях, когда в течение базового периода не проводились ремонты сложного оборудования, периодичность ремонтов которого превышает длительность базового периода, величина годового резерва средств на ремонты Φ_r , определенная по формуле (2), будет недостаточной для покрытия реальных расходов на ремонты в планируемом году.

Это обстоятельство нашло отражение в измененной редакции Налогового кодекса РФ (п. 2 ст. 324 ч II) [5]: «Если налогоплательщик осуществляет накопление средств для проведения особо сложных и дорогих видов капитального ремонта основных средств в течение более одного налогового периода, то предельный размер отчислений в резерв предстоящих расходов на ремонт основных средств может быть увеличен на сумму отчислений на финансирование указанного ремонта, приходящегося на соответствующий налоговый период в соответствии с графиком проведения указанных видов ремонта при условии, что в предыдущих налоговых периодах указанный либо аналогичный ремонт не осуществлялись».

Помимо дополнительных затрат на ремонты сложного оборудования, о чем сказано выше, при определении фактических затрат на ремонты в планируемом году следует учитывать затраты на неплановые ремонты. В действовавших ранее нормативах [6] затраты на неплановые ремонты составляли 5% от величины годового резерва средств на ремонты.

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ

Принимая во внимание возрастной состав парка оборудования на планируемый год и, соответственно, его изношенность, этот норматив должен быть увеличен по меньшей мере до 10%.

Для определения фактических затрат на ремонты в планируемом году необходимо учесть ожидаемый уровень инфляции. Ориентировочно его можно принять на уровне года, предшествующего планируемому (порядка 8%).

С учетом сказанного, величина годового резерва средств на ремонты в планируемом году можно определить как:

$$Z_{гр} = 1,2 (\Phi_r + \Phi_c), \quad (3)$$

где

$Z_{гр}$ — затраты на ремонт в планируемом году;

Φ_r — величина годового резерва средств на ремонт, рассчитанная по ф-ле (2);

Φ_c — сумма затрат на сложные капитальные ремонты (ремонты, которые в связи с периодичностью более продолжительной, чем базовый период, не проводились в течение базового периода и по этой причине не учтены при расчете Φ_r).

3. Определение затрат на ремонт в планируемом году с учетом коэффициентов ремонтной сложности оборудования

В тех случаях, когда известны или могут быть определены коэффициенты ремонтной сложности (КРС) оборудования, включенного в план ППР на планируемый год, а также проходившего ремонт в базовом периоде, более объективную оценку затрат на ремонт в планируемом году можно получить, определяя Φ_r по формуле:

$$\Phi_r = Z_б \sum n_{ик} KPC_{ик} / \sum n_{jб} KPC_{jб}, \quad (4)$$

где

Φ_r — величина годового резерва средств на ремонт в планируемый год;

$Z_б$ — среднегодовые затраты на ремонт в базовый период;

$n_{ик}$ — количество единиц оборудования i -ой модели (типа), включенное в план ППР на планируемый год;

$KPC_{ик}$ — коэффициент ремонтной сложности i -ой модели оборудования, включенного в план ППР;

$n_{jб}$ — количество единиц ремонтной сложности j -ой модели оборудования, прошедших ремонт в базовый период;

$KPC_{jб}$ — коэффициент ремонтной сложности j -ой модели (типа) оборудования, прошедшего ремонт в базовый период.

В тех случаях, когда неизвестны коэффициенты ремонтной сложности оборудования, их можно определить, пользуясь источниками [4—7].

4. Определение затрат на ремонт силами сторонних организаций на договорной основе

В тех случаях, когда ремонт предполагается осуществлять силами сторонних организаций (на договорной основе), затраты на ремонт оборудования в планируемый период можно определить исходя из сложившейся на рынке стоимости ремонта тех или иных типов (моделей) оборудования. Этот метод расчета требует проведения определенных маркетинговых исследований. Суть метода заключается в следующем:

4.1. На основе анализа существующих на рынке предложений по стоимости ремонта оборудования, для которого известны коэффициенты ремонтной сложности, определяется усредненная рыночная стоимость капитального ремонта единицы ремонтной сложности оборудования $F_{кр}$.

4.2. Определяется сумма единиц ремонтной сложности оборудования, планируемого к капитальному ремонту в соответствии с планом ППР:

$$KPC_{кр сум} = \sum n_i KPC_i, \quad (5)$$

где

n_i — количество единиц оборудования i -ой модели (типа);

KPC_i — коэффициент ремонтной сложности (количество единиц ремонтной сложности) i -ой модели.

4.3. Определяются ориентировочные затраты на капитальный ремонт оборудования в планируемом году:

$$Z_{кр} = F_{кр} KPC_{кр сум}. \quad (6)$$

4.4. Определяются ориентировочные затраты на средний ремонт:

$$Z_{ср} = 0,5 F_{кр} KPC_{ср сум}, \quad (7)$$

где

$KPC_{ср сум}$ — сумма единиц ремонтной сложности оборудования, планируемая к среднему ремонту (определяется аналогично п. 4.2.).

Коэффициент 0,5 характеризует соотношение трудоемкости среднего и капитального ремонта с учетом возрастного состава оборудования (70% оборудования старше 20 лет).

4.5 Определяются ориентировочные суммарные затраты на средний и капитальный ремонт:

$$Z_{\text{сум}} = Z_{\text{ср}} + Z_{\text{кр}} \quad (8)$$

5. Определение затрат на ремонт собственными силами

5.1. На основе анализа затрат на капитальные и средние ремонты оборудования, КРС которого известны, в базовый период определяют усредненные значения стоимости капитального и среднего ремонта единицы ремонтной сложности $F_{\text{ср}}$ и $F_{\text{кр}}$.

5.2. Определяются суммы единиц ремонтной сложности оборудования, планируемого к среднему и капитальному ремонту (см. п. 4.2).

5.3. Определяются ориентировочные затраты на средний и капитальный ремонты:

$$Z_{\text{сум}} = F_{\text{ср}} KPC_{\text{ср сум}} + F_{\text{кр}} KPC_{\text{кр сум}} \quad (9)$$

Методика «ОЗР — ППР», разработанная на основе положений, имеющих в упомянутых документах, с учетом факторов, влияющих на формирование затрат на ремонт в условиях рыночной экономики (ремонтосложность оборудования, среднегодовая совокупная стоимость основных фондов, среднегодовые затраты на ремонт в предыдущие годы, рыночная стоимость ремонта, рыночные соотношения цен на ремонтные работы и цен на материалы и комплектующие изделия), позволяет с достаточно большей степенью достоверности произвести ориентировочный расчет ожидаемой стоимости ремонта оборудования, включенного в план ППР.

Литература

1. Приказ Минфина РФ №264н от 30.03.2001г. «Положение о бухгалтерском учете».
2. Федеральный закон №57-ФЗ от 27.07.2002г. «Налоговый кодекс Российской Федерации».
3. Постановление Правительства РФ №1 от 01.01.2002 г. «Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы».
4. Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования: Справочник. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 г.
5. Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования: Справочник. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006 г.
6. Типовая система технического обслуживания и ремонта металло- и деревообрабатывающего оборудования. Минстанкопром СССР, ЭНИМС. — М.: Машиностроение. 1988.
7. Номограммы для определения ремонтосложности металлорежущего, деревообрабатывающего и литейного оборудования. НИИМАШ. 1981.
8. Стандарт Российской ассоциации «Станкоинструмент» СТИ — МиР — 003—06 «Методика оперативной экспертной оценки технического состояния парка металлообрабатывающего оборудования». — М. 2006.
9. Стандарт Российской ассоциации «Станкоинструмент» СТИ — МиР — 004—06 «Ориентировочное определение затрат на ремонт металлообрабатывающего оборудования». — М. 2006.

<< 73

тивности на территории Среднего Урала. Он предусматривает осуществление ряда мероприятий, призванных сократить к 2012г. энергозатраты и энергорасходы в регионе на 40%.

Как сообщил замминистра энергетики и ЖКХ Н.Смирнов, на свердловских предприятиях в рамках реализации данного закона планируется проводить энергоаудит. По итогам заключения, разработанного энергоаудиторами, руководство предприятия должно за свой счет провести серию энергосберегающих мероприятий. Например, установить современное оборудование, приборы контроля и учета энергозатрат. Как показала практика, отметил Смирнов, подобные меры позволяют сократить расходы энергии на 30—40%.

В том случае, если предприятия не пойдут навстречу энергоаудиторам, они могут не рассчитывать на государственную поддержку, сообщил замминистра. Кроме того, лимиты на потребление энергии для этих организаций будут установлены на минимальном уровне.

Планируется агитировать и граждан устанавливать приборы контроля и учета (за свой счет).

«Новый Регион»

СИБЭНЕРГОМАШ ПОСТАВИТ КОТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НА НОВОЛИПЕЦКИЙ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ

ПК «Сибэнергомаш» в 2008 году заключил контракт на проектирование и поставку котельного оборудования для ОАО «Новолипецкий металлургический комбинат». Отгрузка оборудования запланирована на март 2009 год, сообщили в пресс-центре администрации Барнаула.

Сибэнергомаш поставит на комбинат три котла на 220 т пара в час, которые предназначены для утилизации доменных газов (отходов металлур-

84 >>



О. И. Иоффе

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ КАК АНТИКРИЗИСНЫЙ ФАКТОР ДЛЯ МЕТАЛЛУРГОВ

Металлургия — наиболее крупный потребитель электроэнергии и других энергоресурсов. Энергозатраты в себестоимости продукции черной металлургии составляют 20—25%, цветной металлургии — 15—20%. Поэтому инвестиции в энергосберегающие мероприятия (в том числе даже просто наведение порядка в потреблении), внедрение более энергоэффективных технологий крайне необходимы и приносят здесь особенно значимый результат.

Подходы и направления

Сегодня все крупные металлургические компании реализуют комплексные программы по снижению энергозатрат. В них, как правило, четыре направления:

- контроль и учет (с введением автоматизированных систем управления процессами, систем АЯИСКУЭ);
- сокращение доли покупных энергоносителей за счет ввода собственных генерирующих мощностей;
- использование вторичных энергоресурсов;
- внедрение новых энергосберегающих технологий и современного энергоэффективного оборудования.

Так, на НТМК в 2007—2008 гг. реализуются 20 долгосрочных проектов, направленных на повы-

шение надежности систем электро- и водоснабжения комбината, сокращение себестоимости продукции предприятия за счет снижения затрат на топливно-энергетические ресурсы и увеличение производства собственной электроэнергии. По сообщению пресс-службы комбината, намечены реконструкция основного энергетического оборудования и системы электроснабжения с выводом из строя устаревшего электрооборудования, внедрение новых энергосберегающих технологий в подразделениях доменного, сталеплавильного и прокатного переделов. только за один год действия долгосрочной программы предприятие сэкономит более 77 млн кВт·час электроэнергии, более 155 млн т топлива и 9,5 млн куб. м воды.

Программа ОАО «ММК» направлена на повышение эффективности использования энергоресурсов в технологических процессах производства продукции и при выработке энергоресурсов, снижение потерь энергоресурсов в распределительных сетях и у потребителей. Реализация комплексной программы энергосбережения позволила комбинату за 5 лет без увеличения потребления природного газа дополнительно выработать 240 МВт электроэнергии. Потребление энергоресурсов снизилось на 16%, а удельные расходы на производство тонны стали — на 30%.

Лозунг капитализма — учет и контроль

Энергосбережение начинается с учета. То, что когда-то было провозглашено как главный лозунг советской плановой системы — «социализм — это контроль и учет», — сегодня еще более актуально. И для металлургии, возможно, в первую очередь. Мало того, что внедрение систем контроля упорядочивает потребление, приучая (или заставляя) экономить, сверяя показания счетчиков со своими финансовыми возможностями, оно еще дает возможность выявить узкие места: утечки, нерациональное использование. Например, на Новосибирском металлургическом заводе им. Кузьмина внедрена универсальная система учета простоя оборудования и расхода энергоресурсов, включающая анализаторы качества и количества электроэнергии итальянской фирмы Circutor, специальные датчики, имеющие до 48 параметров детального контроля за использованием энергоносителей. Система позволила получать объективную информацию о времени и длительности возникающих простоев, выявлять причины сбоев в работе основных производственных агрегатов, учитывать расходы энерго- и других ресурсов. Только за первые три месяца эксплуатации экономический эффект составил около 1 млн руб.

Своя рубашка ближе к телу

Одно из основных направлений снижения уровня энергозатрат при производстве энергоемкой металлопродукции — уменьшение доли покупных энергоносителей за счет увеличения их выработки на собственных генерирующих мощностях. Металлурги снова обзаваются собственным мощным электрическим хозяйством. Собственная электростанция, работающая на пару, пущена на «Уральской кузнице». Своя энергия оказалась в два с половиной раза дешевле. На предприятиях, кроме собственных ТЭС, эксплуатируется множество специального энергетического оборудования высокой мощности, например, свыше десятка главных понизительных, опорных, глубокого ввода подстанций. Как правило, себестоимость собственной электроэнергии намного меньше тарифов на электроэнергию из централизованной системы. Например, энергокомплекс ММК — самый мощный в металлургической отрасли России — объединяет три собственные электростанции, кислородно-компрессорное производство, паросиловой и газовый цех, цеха электросетей и подстанций, водоснабжения, энергоцех, центр энергосберегающих технологий и др. Развитие собственной энергетической базы признано здесь одним из приоритетов энергетической политики: себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на собственных станциях ММК, в 2,5 раза ниже стоимости покупной.

В свое время строительство многих металлургических, особенно алюминиевых, предприятий сопровождалось сооружением собственных электростанций. Так была построена Богословская ТЭЦ для БАЗа, Красногорская ТЭЦ — для УАЗа, Первоуральская станция — для ПНТЗ, ТЭЦ Верх-Исетского металлургического завода, Липецкая ТЭЦ-2 для НЛМК и т.д. Их выделение в самостоятельные хозяйствующие субъекты в период приватизации не принесло ничего хорошего ни энергетикам, ни металлургам. Поэтому постепенно все возвращается на круги своя. Например, Объединенная компания (ОК) «РусАл», заявив о намерении полностью обеспечить существующие и строящиеся алюминиевые предприятия собственной электроэнергией, ведет совместно с ГидроОГК строительство Богучанского энерго-металлургического объединения.

Электропотребление на металлургическом предприятии имеет свои особенности: относительно большое число часов использования максимума, долговременность и предсказуемость объемов потребления энергии, возможность регулирования часового максимума, жесткие требования к надежности и качеству электроэнергии. Собственное энергохозяйство, кроме чисто финансовой выгоды и независимости, во многом снижает остроту проблем качества электроэнергии, надежности электроснабжения и режимного взаимодействия. Низкое качество электропитания может привести к аварийным остановкам агрегатов и к повышенному расходу электроэнергии. К примеру, такое привычное явление, как повышение напряжения в сети на 3—4%, ведет к перерасходу электроэнергии минимум на те же 3—4%.

Вторичные ресурсы

Две особенности металлургического процесса позволяют говорить о больших резервах энергосбережения в отрасли.

Во-первых, на практике, даже на одном и том же агрегате, заданный конечный продукт можно получить, используя различные материалы, варианты шихтовки, варьируя энергетические режимы, типы устройств и т.п. Выбор лучшего варианта — результат множества проб и ошибок, колоссального опыта и интуиции технологов, сталеваров. Эти факторы вполне формализуемы, современные системы управления позволяют свести к минимуму «человеческий фактор» и получить устойчивый эффект: задача сводится к оптимизации режима получения металла с заданными характеристиками при минимальном расходе энергоресурсов. Так, опытное применение системы автоматического ведения плавки (САВП) «Оракул» на Белорусском металлургическом заводе позволило снизить расход электроэнергии на плавках, проведенных в автоматическом режиме, на 10,7 кВт·час/т стали.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Во-вторых, металлургическое производство не только потребитель энергоресурсов, но и... производитель. Почти все процессы сопровождаются выделением большого количества тепла, отходящих газов, отработанного пара и т.д. Использование этих вторичных энергоресурсов (ВЭР) — одно из эффективных направлений снижения удельных расходов энергии. Разработки ОАО «УИМ» показывают, что при утилизации тепла расплавленных шлаков можно получать энергетический пар для выработки электроэнергии, пар и воду для технических и коммунальных нужд. Например, на ММК за счет полной утилизации технологических газов (высвобождающийся коксовый и доменный газ направляются в котлы электростанций) было дополнительно введено более 100 МВт электрической мощности, а установка системы учета позволила сократить ежегодные потери газа на 35%. За счет использования вторичных газов — доменного и коксового — на комбинате снижается доля покупной электроэнергии. Доля вторичных газов в топливном балансе электростанций ОАО «ММК» в тепловом эквиваленте выросла с 34,3% в 2005 г. до 36,2% в 2006 г. За последние 10 лет прирост потребления вторичных газов составил 104,3%. Большие резервы в этом направлении заложены в производстве алюминия. Расчеты специалистов кафедры металлургии цветных, редких и благородных металлов МИСиС показали, что практически на любом алюминиевом предприятии температуру пульпы можно повысить на несколько градусов за счет перераспределения тепла вторичного пара и оптимизации теплообменной аппаратуры. При тарифе 400 руб/Гкал тепла завод производительностью 1 млн т/год глинозема может сэкономить до \$300 тыс., если удастся увеличить температуру всего на 1 ° за счет использования тепла: вторичного пара.

Эффективное использование ВЭР может рассматриваться как альтернатива развитию и наращиванию собственных мощностей.

Экономика определяет технологию

Специалисты связывают высокую энергоемкость металлургии с устаревшими технологиями, созданными по большей части лет 20—30 назад, когда стоимость энергоносителей была несравнимо ниже, а система снабжения предприятий электроэнергией и топливом — принципиально другой. Металлурги работали в основном на внутренние поставки, не сравнивали свои затраты с зарубежными производителями и не знали слов «дефицит электроэнергии». Но время дешевых энергоресурсов прошло, так же как и малозатратных мероприятий, типа установки счетчиков и латания дырявых труб. На большинстве металлургических предприятий их потенциал исчерпан.

Все эти факторы заставляют предприятия обратить особое внимание на инновационные технические решения, внедрение ресурсосберегающих технологий. Переход на энергосберегающие технологии стал основой всех программ модернизации крупных российских (так же, как и стран СНГ) металлургических компаний. Несколько примеров таких нововведений приведены ниже.

Черная металлургия

При реконструкции в электросталеплавильном цехе (ЭСПЦ) Новокузнецкого меткомбината, благодаря внедрению энергосберегающих технологий электропотребление ЭСПЦ сократилось более чем на 6%. Дальнейшее совершенствование технологии электроплавки при совместной работе Уральского института металлов (УИМ) и специалистов комбината позволит повысить производительность печей на 3—5% при снижении энергопотребления на 5—10%.

На Ревдинской площадке НСММЗ переход от мартеновского производства к электросталеплавильному позволил резко сократить время плавки (с 8—9 часов до менее 1 часа) и, соответственно, удельное потребление электроэнергии. Кстати, отказ от мартеновского производства, увеличение выплавки стали в электропечах, модернизация доменного передела были неременным пунктом всех директивных программ развития российской металлургии еще с 1980-х гг. прошлого века. Однако реальное выполнение этих положений началось только сейчас. Резервы есть на всех металлургических переделах. В Ревде планируется ввести в строй агрегат по дополнительному подогреву лома. Это позволит еще сократить время плавки, одного из основных факторов, определяющих энергопотребление.

На Мариупольском металлургическом комбинате им. Ильича, Республика Украина в цехе подготовки составов внедрен новый способ ресурсосберегающего производства проката, дающего значительную экономию природного газа. Если прежде горячие слитки поступали на слябинг с температурой в 950°C, что требовало дополнительного нагрева, то при использовании новой технологии металл сохраняет температуру более чем в 1000°C. Это происходит за счет внутреннего тепла слитков, которые практически не требуют лишнего расхода газа. Экономический эффект превышает 1 млн гривен. Для нагрева стальных слитков перед прокаткой используются регенеративные нагревательные колодцы с высоким удельным расходом газообразного топлива (до 45,9 кг/т). Для оптимизации режима на Алчевском металлургическом комбинате внедрен отдельный подвод топлива с высокой (коксовый газ) и с низкой (доменный газ) теплотой сгорания, при этом второй вид топли-

ва является основным компонентом газовой смеси. Экономия энергоресурсов достигается за счет того, что такая система позволяет регулировать подачу коксового газа, который используется в основном в стадии нагрева слитков, а в период томления слитков — отапливать колодцы только доменным газом.

В прокатном переделе широко практикуется применение различных вариантов использования тепла непрерывнолитых заготовок. По сравнению с обычным способом (непрерывное литье — охлаждение заготовок — нагрев — прокатка) при использовании «горячего посада» (т. е. с промежуточным подогревом заготовок перед прокаткой) удельный расход энергии снижается на 30%, а при использовании прямой прокатки (без подогрева) — почти на 80%.

В техническом уровне электросталеплавильного производства в «большой металлургии» при использовании большегрузных печей достигнут существенный прогресс: производительность дуговых печей (более 100 т) выросла в 5—7 раз, удельный расход электроэнергии сократился вдвое. Однако этого нельзя сказать об электроплавке в малотоннажных печах. Есть объективные причины: при малой массе плавки высоки удельные тепловые потери, соответственно, увеличен расход энергии. Металл в ковше остывает быстрее, это требует более сильного предварительного разогрева ковшей. Использование хотя бы некоторых технологий, освоенных в большой металлургии, дает неплохой энергосберегающий эффект. Например, переход от двухшлаковой технологии (с восстановительным периодом плавки) к одношлаковой позволяет сократить длительность плавки от выпуска до выпуска на 40—60 мин, т. е. практически наполовину. Кроме двукратного увеличения производительности, при одношлаковом процессе уменьшается содержание водорода и азота в металле, снижается расход электроэнергии, электродов, огнеупоров, извести, раскислителей.

Использование литейных форм с точными размерами (керамических форм по выплавляемым моделям, форм по пенополистироловым газифицированным моделям, сухих стопочных форм и др.) позволяет получать точные литые заготовки (КИМ до 0,95). Вес существующих отливок можно уменьшить до 30% за счет уменьшения толщины их стенок при сохранении конструктивной прочности, можно переводить изготовление деталей из поковок с низким КИМ (0,5) на точные отливки с высоким КИМ (до 0,95), сократить расход энергии на механическую обработку. Низкие температуры расплава при заполнении литейных форм (способы ЛВКД и ЛВПКД) позволяют снизить расход потребляемой энергии при производстве отливок на 25—50 квт·ч/т жидкого металла.

Технология переработки расплавленных шлаков на установках барабанного типа, разработанная УИИМ для китайского комбината «Бао-Сталь», позволяет в 3—5 раз снизить энергозатраты по сравнению с существующими способами производства шлакового щебня на дробильно-сортировочных установках.

Цветная металлургия

По данным аналитиков компании «РусАл», около 80% российского алюминия производится с помощью самообжигающих анодов Содерберга. Технология, предложенная еще в 1920-х гг., была в свое время наиболее эффективной и экономичной. Самообжигающиеся аноды позволили снизить себестоимость алюминия на 5,2% и практически исключить «человеческий фактор» в процессе электролиза. Однако расход электроэнергии и углерода при таком способе довольно высок, как и уровень выделения вредных веществ. Поэтому модернизация отечественных алюминиевых предприятий касается в основном снижения энергозатрат, решения экологических проблем и повышения производительности установок Содерберга.

На предприятиях компании «РусАл» (которая входит в так называемый «Клуб Содерберга», объединяющий крупнейшие заводы мира) внедряют новые модели электролизеров, использующие технологию «сухого» анода. Это наполовину снижает объем вредных выбросов и существенно повышает производительность завода. А на заводах СУАЛа за основу модернизации принята технология обожженных анодов. По мнению специалистов СУАЛа, обожженные аноды хоть и дорогая, но более эффективная технология: при ее использовании загрязнение атмосферы сводится к минимуму, а производительность предприятия значительно повышается. Экспериментальные линии электролизеров с обожженными анодами были установлены в цехах УАЗ-СУАЛ. Первые несколько месяцев испытаний показали высокие результаты по эффективности и экологической безопасности. Технико-экономическая оценка использования электролизеров с обожженными анодами на 300 кА на БАЗе по предварительным подсчетам показала снижение энергетических затрат более чем на 800 квт·час/т алюминия. Такая же технология заложена в эксплуатацию новейшей модернизированной линии электролизеров «ИркАЗ-5». На Кыштымском медеэлектролитном заводе применение новых технологических решений (изменение материала катода, размеров электролизера и др.) позволило сократить расход электроэнергии на тонну выпускаемой катодной меди на 1,5%. Проекты с применением энергосберегающих технологий разрабатывались специалистами УИИМа.



РОССИЯ И ДАНИЯ: ВМЕСТЕ В ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ БУДУЩЕЕ

Вторая половина ноября 2008 года ознаменовалась для Москвы и Санкт-Петербурга событием, которое, без сомнения, станет новой вехой на пути экономической и научно-технической интеграции между Россией и Европейским сообществом. Обе столицы принимали участников конференции «Российско-датские климатические дни», посвященной вопросам сбережения энергии в тепло- и водоснабжении. Лейтмотивом мероприятия стало сокращение объема выбросов в атмосферу парниковых газов за счет повышения энергоэффективности ЖКХ. Своим опытом в этой области поделились датские компании Kamstrup, Grundfos, Danfoss, Carl Bro, Aalborg Engineering и др. С российской стороны в форуме приняли участие около 200 специалистов, в частности, представители ГУП «Мосводоканал», ГУП «Мостеплоэнерго», ОАО «Мосэнерго», ОАО «Российские коммунальные системы», ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга» и пр. Открыли конференцию Его Королевство Высочество Принц Дании Йоаким и Посол Дании в России Пер Карлсен.

Потенциал энергосбережения

Согласно данным Всемирного Банка, за счет применения энергосберегающих технологий Россия может экономить до 45% потребляемой энергии и еже-

годно сберегать 240 млрд куб. м природного газа, т.е. больше, чем экспортирует. Специалисты этой организации отмечают: энергосбережение сегодня гораздо выгоднее строительства новых энергетических мощностей. По данным экспертов, для достижения такого уровня эффективности экономике страны нужны инвестиции порядка 320 млрд долл. США. Окупиться такие инвестиции могут всего за 4 года. К слову, увеличение производства энергии в тех же объемах требует 1 трлн долл. США.

Повышение энергоэффективности экономики невозможно сегодня без комплексного реформирования ЖКХ. По данным Аналитического управления Аппарата Совета Федерации РФ, коммунальная теплоэнергетика потребляет более 20% электрической и 45% всей тепловой энергии, производимой в России. Существенная часть этой энергии затрачивается на обеспечение граждан водой и теплом. Чтобы в полной мере воспользоваться преимуществами энергосбережения, Россия должна сделать небольшой, но очень важный шаг: преодолеть психологический барьер, привычку относиться к природным ресурсам, как к неисчерпаемому источнику.

Особенно важна энергоэффективность в период экономических потрясений. Сокращая свои затраты, компании могут предлагать более выгодные условия сотрудничества партнерам, а частные лица — опти-

мизировать личный бюджет. Для предприятий ЖКХ энергосбережение если не полностью, то хотя бы частично может возместить возникший дефицит финансовых ресурсов. Как было отмечено в ходе конференции представителями крупнейшей в Северной Европе энергетической компании Fortum, затраты на энергию часто составляют более 85% от всех производственных затрат, при этом потенциал ее сбережения может достигать 10—30%.

Открывая конференцию, Его Королевское Высочество Принц Дании Йоаким отметил: «Экологически чистые технологии необходимы не только для сохранения окружающей среды, но и для развития бизнеса. Энергосбережение добавляет конкурентоспособности компаниям, уменьшает их зависимость от минерального топлива и от колебания цен на него. В течение 25 лет для Дании характерен низкий уровень потребления энергоресурсов в сочетании с высокими показателями экономического роста. Это стало возможным в том числе благодаря датским энергосберегающим технологиям». Развивая начатую высоким гостем тему, менеджер проектов компании Grommij/Carl Bro Питер Соне добавил: «В 1980—2006 гг. рост ВВП Дании составил почти 80%, при этом энергопотребление осталось на прежнем уровне».

Королевство экономии

Достижения Дании в области экономии энергоресурсов заслужили международное признание. Как отметил недавно в своем интервью Джим Роджерс, руководитель американского энергетического концерна Duke Energy Corp, эта страна, наряду с Японией, является сегодня абсолютным мировым лидером по уровню энергосбережения.

Однако такой результат не случаен. Он стал итогом целенаправленной деятельности всего государства, в которую были вовлечены и промышленные компании, и обычные граждане.

Датчане встали перед острой необходимостью снижать потребление ресурсов после кризиса 1973 года и катастрофического роста цен на топливо. Тогда правительством был разработан комплекс энергосберегающих мер, включавший установку стеклопакетов, утепление подвалов, стен и окон зданий, балансировку систем отопления, автоматическое регулирование температуры в помещении и другие рекомендации. Однако установка узлов учета у потребителей изначально не предусматривалась. По этой причине реализация проекта оказалась практически невозможной. Ведь все перечисленные мероприятия должны были оплачиваться потребителями, а в условиях оплаты по тарифу у них не было стимулов вкладывать деньги в энергосбережение.

Сейчас, когда учет в Дании повсеместен, экономичные решения находят широкое применение.

Работу по пропаганде энергосбережения среди граждан взял на себя Копенгагенский офис по энергетике и охране окружающей среды (Copenhagen Energy and Environment Office — КМЕК). Организация, осуществляющая свою деятельность при поддержке государства, предоставляет консультации о различных технологических новинках, наглядно демонстрирует экономичные решения в действии.

И результат этой работы налицо. Например, на базе многих действующих котельных были созданы мини-ТЭЦ мощностью до 1 МВт. Такие установки, служащие для совместного производства тепло- и электроэнергии (когенерация), потребляют примерно на треть меньше топлива, чем расходуется при ее отдельной выработке. Кроме того, активно используется отходящее тепло промышленного производства. Так, цементный завод «Ольборг Портланд» ежегодно отдает примерно 190 тыс. Гкал в систему теплоснабжения города Ольборга, что составляет около 15% потребности этого населенного пункта в тепловой энергии.

В системах теплоснабжения страны повсеместно применяются эффективные пластинчатые теплообменники, насосы с регулируемым электроприводом, автоматика контроля и регулирования расхода теплоносителя, индивидуальные регуляторы тепла и иные современные решения. В условиях оплаты фактического потребления энергии экономия оказалась выгодна всем сторонам — и поставщикам, и покупателям коммунальных услуг.

Уроки экономии

В нашей стране вопросы, связанные с энергосбережением, контролируются на самом высоком уровне. Так, Правительство РФ планирует уже к 2020 году добиться почти двукратного снижения энергоемкости отечественной экономики. Большинство специалистов сходятся во мнении, что для успешного выполнения этой задачи внедрение приборного учета в России столь же необходимо, как это было в Европе. Опыт, уже накопленный в секторе ЖКХ, является тому наглядным примером.

«В России особенно заметно, как наличие перед глазами счетчика с цифрами расхода тепла позволяет в корне изменить отношение к энергосбережению. Если же учета нет, то ни о какой экономии не может быть речи: как можно сберечь неизвестное количество энергии?», — отметила Татьяна Кислякова, директор по продажам и маркетингу российского представительства компании Kamstrup, ведущего мирового производителя и поставщика системных решений в энергоучете.

<< 77

гического производства). Котельное и котельно-вспомогательное оборудование установят на утилизационной ТЭЦ. Котлы спроектированы в инженерном центре Сибэнергомаша. Как отмечают в пресс-центре, они соответствуют повышенным экологическим требованиям.

Справка:

Производственный комплекс «Сибэнергомаш» (ранее — Барнаульский котельный завод) входит в состав группы предприятий «Энергомаш», крупнейшего в России машиностроительного холдинга. Проектирует, изготавливает многотопливные котлы с использованием угля, доменного и коксового газов для металлургических предприятий. Успешно эксплуатируются более 20 котлов такого типа.

www.politsib.ru

В РОССИИ ПОЯВИЛОСЬ НОВЕЙШЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯТОРОВ

В испытательном центре Южноуральского арматурно-изоляционного завода (управляющая компания «Глобал Инсулэйтор Групп») введено в строй оборудование «ГИН-1000», позволяющее генерировать напряжение с амплитудой один млн вольт.

На изготовление и поставку нового оборудования был заключен договор с ведущим европейским производителем, в декабре были проведены пуско-наладочные работы, сегодня оборудование, единственное в России, введено в эксплуатацию. Первыми испытали на нем изоляторы ПСВ 160.

ELEC.RU

Учет и оплата энергии по факту должны повлечь за собой стремление потребителей искать такие решения, которые помогут снизить расходы и обеспечить комфорт. Для повышения теплоэффективности зданий особое внимание рекомендуется уделять утеплению домов, а также модернизации всех инженерных систем.

И уже есть примеры такой работы. В рамках конференции представитель компании Danfoss Андрей Моисеенко рассказал о тепловой реконструкции 14-этажного жилого дома на ул. Дыбенко в Санкт-Петербурге. Термограмма показала, что автоматическая балансировка и регулирование позволили выровнять температуру во всех квартирах и снизить потребление тепла в целом.

Не менее значимыми становятся показатели энергоэффективности техники, используемой в производстве и в быту. В Европе люди уже давно начали обращать внимание на этот фактор. «Например, годовая экономия электроэнергии при замене стандартного циркуляционного насоса категории D на аналогичный категории A составляет более 400 кВт·ч. И речь идет только лишь об одном устройстве», — пояснил Александр Яковлев, инженер группы управления проектами компании GRUNDFOS, производителя насосного оборудования. Учитывая, что на насосное оборудование приходится около 80% всех затрат электричества в водо- и теплоснабжении, его эффективность может сыграть важную роль в общем снижении энергозатрат.

Внедрение повсеместного учета, установка современного оборудования, утепление зданий и модернизация всех инженерных систем жилых и производственных объектов, переход на новые виды топлива — вот основные меры, которые помогут России стать по-настоящему энергоэффективной страной.

Показательно, что в нашей стране уже накоплен определенный опыт успешного применения энергосберегающих технологий, особенно в коммунальном хозяйстве. И опыт этот неразрывно связан с Данией. Датское оборудование уже давно эксплуатируется на объектах в большинстве российских городов. Вот характерный пример: недавно в одну из лабораторий города Ломоносова (Ленинградская область) прислали для поверки расходомер Kamstrup ULTRAFLOW® первой серии, выпущенный еще в конце 1980-х годов. Прибор проработал более 20 лет и продолжает исправно служить до сих пор. А установленные в 1962 г. в гостинице Россия радиаторные терморегуляторы фирмы «Danfoss» не потребовали замены до самого сноса здания в 2006 г.

В заключение следует отметить, что для России, ратифицировавшей в 2004 году Киотский протокол, экономия топлива и сокращение выбросов в атмосферу продуктов его сжигания может стать весомым фактором экономического роста. Как известно, в рамках конвенции компании могут получать прибыль от продажи за рубеж квот на выбросы в окружающую среду парниковых газов. Этой возможностью активно пользуются в Дании, где квоты на выбросы углекислоты реализуются через Датское энергетическое агентство.

Возможно, это звучит странно, но именно благодаря некоторому отставанию в энергосбережении Россия имеет огромный потенциал в этой области. Воспользовавшись им сегодня, мы можем в значительной мере уменьшить влияние финансового кризиса на экономику страны, а также поднять на качественно новый уровень состояние многих отраслей промышленности. Главное — не потерять время: перспективы, такие близкие сегодня, могут оказаться упущенными уже завтра.



БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЕЛЬНОЙ

Количество травм у рабочих, связанных с котельным оборудованием, возрастает. Большинство из зарегистрированных травм можно объяснить низким уровнем воды, плохим техническим обслуживанием или ошибкой оператора. Соблюдая определенные критерии, можно эффективно повысить общую безопасность предприятия и исключить травмы у сотрудников.

Непосредственные (прямые) показатели оборудования

Размеры уровней воды предлагаются с предписывающими показателями и конкретными показателями. Существуют очень специфические минимальные требования для энергетических паровых котлов, эксплуатируемых с рабочим давлением до 2,75 МПа и с рабочим давлением, превышающим 2,75 МПа. Считается, что любая эксплуатируемая котельная с давлением до 2,75 МПа должна иметь, по крайней мере, один считывающий прибор показателя воды. Котлы с эксплуатацией давления, превышающие 2,75 МПа, должны иметь либо два считывающих прибора в эксплуатации, или одно форменное стекло (в исправном состоянии) только в том случае, если есть два автономных прибора с показателями, которые постоянно доступны операторам.

Среди потребителей часто возникает замешательство между различными видами инструкций к аппаратуре и минимальных эксплуатационных требований для каждого. Чрезвычайно важно устранить любые

недоразумения и неправильные толкования инструкций и требований аппаратуры для обеспечения безопасной и бесперебойной работы. Изготовитель оборудования должен предоставить помощь, обеспечить информацией и ответами на любые вопросы, имеющие отношение к оборудованию и его специфическим требованиям.

Вопреки тому, что некоторые потребители используют только считывающие приборы — размерные стекла, где отображается уровень воды для оператора. Используются разные виды стекла: цилиндрическое, призматическое, листовое, плоское и переносное. Цилиндрическое стекло предназначено для устройств с давлением до 1,7 МПа и отображает уровень воды. Призматическое используется для давления 2,4 МПа и отображает черный цвет до уровня воды и белый — выше уровня.

Листовое стекло (также известное как прозрачное) используется для давлений вплоть до 13,8 МПа. Оно показывает уровень воды. При использовании плоского стекла вода внизу и пар выше уровня оба появляются ясно по цвету. Именно поэтому требуются датчики с несколькими секциями, чтобы частично покрыть минимумом одного работающего. Это предотвращает потерю видимости фактического уровня воды.

Показатели датчиков дисплея показывают зеленым цветом воду и красным пар. Эти устройства работают при помощи использования принципа преломления цвета, представляя два цветных источника в стеклянных дисках, которые выдерживают темпера-

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

туру 160 °С. Согласно инструкции, арматура должна быть установлена таким образом, чтобы различие между показателями для воды и пара были явно очевидными.

Непосредственное считывание показателей арматуры предоставляет возможность оператору рассмотреть фактический уровень воды без механизмов или датчиков, которые могли исказить фактический уровень котла. Важно отметить, что из-за промышленные стандарты для толщины стекла, цилиндрическое стекло обеспечивает наименьшую безопасность. С другой стороны, призматическое и плоское стекло обеспечивают соотношение приблизительно 3:1 между толщиной и шириной.

Важно помнить о том, что фактический уровень воды в котле, возможно, немного выше, чем уровень, видимый в обзорное стекло, применяемое для высокого давления. Причиной этого несоответствия являются незначительные изменения плотности воды в стекле при увеличении температуры воды в барабане парового котла.

Косвенные показатели оборудования

Есть несколько «косвенных» видов измеряющих приборов, в том числе датчики электропроводимости, перепада давления, горизонтальные индикаторы, магнитные показатели, условные радары волн.

Наиболее точно установлены показатели и индикаторы электропроводимости и давления. Показатели давления обеспечивают прекрасное решение для управления уровнем воды в барабане приведением клапана в действие, в то время как электропроводимость обеспечивают датчики в специальных месторасположениях. Эта конфигурация обеспечивает надежный уровень гарантии бесперебойной работы.

Уровень магнитных показателей основан на технологии колебания с магнитным соединением индикатора. Этот тип инструментов дает возможность для дистанционного управления производством. Есть предел максимального давления в 6,2 МПа.

Рассматривая этот вид оборудования, потребители должны иметь в виду качество воды в паровом котле. Высокое содержания железа в воде парового котла может вызывать неточности, если большое количество сыпучих конструкций оседает на дне. Как правило, использование экологически чистой воды для обогревателей служит гарантией их надежной эксплуатации.

Несколько потребителей несознательно нарушают инструкции по эксплуатации, заменяя стекло для измерения воды магнитными уровневыми приборами. Хотя это является общепринятой практикой в нефтехимической промышленности, на каждый энергетический паровой котел с определенной мощностью, который производится, чтобы отвечать предусмотренным нор-

мам и стандартам, устанавливается соответствующее техническим характеристикам стекло. Принятие решения об отказе в использовании смотровых стекол является грубейшим нарушением.

Управляемый радар колебаний — новейшая и наиболее передовая технология, но она пока широко не применяется в промышленности. Это может быть связано с постоянной нерегулярностью среди различных изготовителей, областью применения, программными требованиями и негативными восприятиями оборудования, которое вычисляет уровень воды, основываясь на интерпретации данных. Чтобы сделать осознанный выбор оборудования, необходимо понимать технологию и принцип работы.

Заключение

Выбор правильного оборудования, которое соответствует специфическим требованиям и придерживается основных стандартов, — только первый шаг. Как только оборудование установлено, надлежащие процедуры обслуживания, которые определены изготовителем комплексного оборудования, должны соблюдаться. Выполняя все технические требования, операторы могут обеспечить эффективную эксплуатацию оборудования инструмента и поддерживать любые стандарты и нормы.

Внедрение некачественных компонентов и неправильный ремонт может иметь негативный эффект на уровень показателей оборудования. Обучение персонала может значительно сократить возможность ошибок в обслуживании и производственных травм.

Чтобы достичь оптимальной безопасности для функционирования парового котла и персонала организации, любой рабочий, ответственный за выбор, спецификацию и замену уровня оборудования, должен иметь четкое представление об арматуре, которая используется на предприятии, а также полное понимание всех соответствующих технических норм и стандартов.

Иногда требуется дополнительная аппаратура для обеспечения безопасной работы. В этом случае необходимо проконсультироваться со специалистами, чтобы были выполнены все требования по безопасности.

Необходимо регулярно выполнять профилактическое обслуживание оборудования на уровне барабана. В то время, как много организаций поддерживают оборудование в надлежащей форме, другие позволяют оборудованию портиться, что приводит к плохому состоянию. Своевременное обследование котла, консультации с операторами могут помочь выявить и вовремя устранить проблемы. Надлежащая профилактика и регулярный анализ оборудования — это путь к более безопасной эксплуатации котельной.

Компания ООО «ИВИК»

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ



ГОСТ 1516.3—96

УДК 621.3.048.027.4:621.317.333.6:066.354

Группа Е09

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НА НАПРЯЖЕНИЯ ОТ 1 ДО 750 кВ

Требования к электрической прочности изоляции

Electrical equipment for a. c. voltages from 1 to 750 kV.
Requirements for dielectric strength of insulation

МКС 29.035.01
ОКСТУ 3409

Дата введения* 1999-01-01

* Порядок введения стандарта в действие приведен в приложении Д.

(Продолжение. Начало в №1, 2009)

4.6. Испытательные напряжения коммутационных импульсов

4.6.1 Испытательные напряжения коммутационных импульсов должны представлять собой стандартные коммутационные импульсы напряжения по ГОСТ 1516.2, раздел 6, с максимальными значениями, указанными в таблицах 4 и 7 настоящего стандарта.

При этом должны применяться:

- для внешней изоляции электрооборудования и внутренней изоляции трансформаторов напряжения и тока, аппаратов, конденсаторов связи, изоляторов и КРУЭ — апериодический импульс 250/2500;
- для внутренней изоляции силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов — колебательный импульс 20/500;
- для внутренней изоляции газонаполненного электрооборудования, испытываемой отдельно от внешней и для линейной изоляции, в т.ч. гирлянд изоляторов — колебательный импульс 4000/7500.

ФЕВРАЛЬ 2009

Главный энергетик

87

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

4.6.2 При испытании должны применяться:

а) для внешней изоляции трансформаторов напряжения и тока, аппаратов, конденсаторов связи и изоляторов категории размещения 1:

- при испытании в сухом состоянии — импульсы положительной полярности;
- при испытании под дождем — импульсы положительной и отрицательной полярностей;
- для изоляции указанного электрооборудования категорий размещения 2, 3 и 4 при испытании в сухом состоянии — импульсы положительной и отрицательной полярностей;

б) при отдельном испытании внутренней изоляции трансформаторов напряжения и тока, аппаратов и конденсаторов связи — импульсы положительной и отрицательной полярностей;

в) для внутренней изоляции силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов — импульсы отрицательной полярности;

г) для внешней изоляции силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов — импульсы положительной полярности;

д) для внешней изоляции между фазами силовых трансформаторов — импульсы противоположных полярностей со значениями на каждой из двух испытываемых фаз, равными половине нормированного испытательного напряжения; третья фаза должна быть заземлена.

Таблица 7

Нормированные испытательные напряжения для воздушных промежутков электрооборудования классов напряжения от 3 до 750 кВ (киловольтгах)

Класс напряжения	Уровень изоляции ¹⁾	Испытательное напряжение			
		переменное при плавном подъеме		коммутационного импульса	
		относительно земли	между фазами	относительно земли	между фазами
1	2	3	4	5	6
3	а, б	26	—	—	—
6	а, б	34	—	—	—
10	а, б	45	—	—	—
15	а, б	60	—	—	—
20	а, б	70	—	—	—
24	а, б	80	—	—	—
27	а, б	90	—	—	—
35	а, б	105	—	—	—
110 ²⁾	—	280	—	—	—
150 ²⁾	—	320	415	—	—
220 ²⁾	—	465	600	—	—
330	а	—	—	850	1275
	б	—	—	950	1300
500	а	—	—	1050	1575
	б	—	—	1230	1800
750	а	—	—	1425	2400
	б	—	—	1550	2550

¹⁾ Условия применения уровней изоляции указаны в таблицах 2 и 4.
²⁾ Требования к воздушным промежуткам нейтрали силовых трансформаторов классов напряжения 110—220 кВ указаны в 5.5.3.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

4.6.3 Методы испытаний изоляции напряжениями коммутационных импульсов и критерии выдерживания испытания должны соответствовать ГОСТ 1516.2, разделы 4 и 6, а также стандартам на электрооборудование отдельных видов.

Должны применяться следующие методы испытаний:

- а) для внутренней изоляции электрооборудования (кроме газонаполненного) — 3-ударный метод;
- б) для внешней изоляции электрооборудования (в т. ч. при одновременном испытании внутренней и внешней изоляции) и при отдельном испытании внутренней изоляции газонаполненного электрооборудования — 15-ударный метод.

Для внешней изоляции силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов и между контактами одного и того же полюса разъединителей допускается применять вместо 15-ударного метод полного разряда; при этом выдерживаемое с вероятностью 90% напряжение должно быть не меньше соответствующего испытательного напряжения.

4.6.4 Испытание внутренней и внешней изоляции трансформаторов напряжения и тока, выключателей и конденсаторов связи напряжениями коммутационных импульсов допускается проводить одновременно.

При этом к электрооборудованию категории размещения 1 должно быть приложено 15 импульсов положительной полярности при испытании в сухом состоянии и по 15 импульсов обеих полярностей при испытании под дождем, а к электрооборудованию категорий размещения 2, 3 и 4 — по 15 импульсов обеих полярностей. Значение испытательного напряжения должно быть принято наибольшим из двух значений, нормированных для внутренней и внешней изоляции с учетом поправки на атмосферные условия при испытании.

4.6.5 Испытание изоляторов, разъединителей, короткозамыкателей и заземлителей испытательными напряжениями коммутационных импульсов по методу, указанному для внешней изоляции, является одновременно испытанием их внутренней изоляции.

4.7. Испытательные кратковременные переменные напряжения

4.7.1 Испытательное кратковременное переменное напряжение должно представлять собой напряжение частоты 50 Гц или (при испытании силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения и реакторов напряжением, индуктированным в испытываемом трансформаторе или реакторе) повышенной частоты, но не более 400 Гц, с действующим условным значением, указанным в таблицах 2—7, 9, 10 и пунктах 4.14, 5.1.3, 5.4.2, 5.4.6—5.4.12, 5.5.3, 7.3.2.

Форма напряжения и метод определения условного действующего значения — по ГОСТ 1516.2, раздел 7.

4.7.2 В настоящем стандарте указаны испытательные кратковременные переменные напряжения:

- а) одноминутное напряжение, прикладываемое к изоляции с выдержкой при нормированном значении в течение 1 мин или другого времени (5 или менее 1 мин) в соответствии с указаниями ГОСТ 1516.2, раздел 4;
- б) напряжение при плавном подъеме, прикладываемое к изоляции без выдержки при нормированном значении.

4.7.3 Методы испытаний изоляции кратковременными переменными напряжениями и критерии выдерживания испытания должны соответствовать указаниям 4.10 и ГОСТ 1516.2, разделы 4 и 7, а также стандартам на электрооборудование отдельных видов.

Должны применяться следующие методы испытаний:

- а) для внутренней и внешней изоляции относительно земли — однократное приложение одноминутного испытательного напряжения;
- б) для внешней изоляции силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов, электрическая прочность которой определяется прочностью чисто воздушного промежутка, относительно земли и между фазами — трехкратное приложение испытательного напряжения при плавном подъеме.

Допускается применять вместо метода трехкратного приложения напряжения при плавном подъеме метод полного разряда; при этом выдерживаемое с вероятностью 90% напряжение должно быть не меньше соответствующего испытательного.

4.7.4 Испытание одноминутным переменным напряжением согласно 4.14, 5.4.6—5.4.12 и 7.3.2, проводимое по методу, указанному для внутренней изоляции, является одновременно испытанием внешней изоляции для следующих видов изоляции электрооборудования:

- обмоток НН с номинальным напряжением ниже 3 кВ силовых трансформаторов;
- вторичных обмоток трансформаторов напряжения и тока;

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- сигнальных обмоток заземляющих дугогасящих реакторов;
- нейтрали обмоток силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения и шунтирующих реакторов, не допускающей работу с разземлением нейтрали;
- цепей управления и вспомогательных цепей.

4.8 Испытательное длительное переменное напряжение

4.8.1 Испытательное длительное переменное напряжение должно представлять собой напряжение частоты 50 Гц или повышенной частоты, но не более 400 Гц, с действующим значением, указанным в таблице 8 и пункте 12.3.2.

Таблица 8

Нормированные испытательные длительные переменные напряжения внутренней изоляции силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов (в киловольтах)

Класс напряжения	Испытательное длительное напряжение относительно земли обмотки ВН	
	трансформатора	Реактора ¹⁾
1	2	3
220	220	—
330	295	—
500	425	425/350 ²⁾
750	635	635/500 ²⁾

¹⁾ Значения испытательных напряжений для шунтирующих реакторов классов напряжения 220 и 330 кВ должны вводиться в стандарт по мере разработки указанных реакторов.
²⁾ Указанные в знаменателе значения устанавливаются по соглашению между изготовителем и потребителем.

Форма напряжения, метод определения действующего значения и контроль измерений — по ГОСТ 1516.2, раздел 7.

Длительность выдержки испытательного напряжения при нормированном значении указана в разделах с требованиями к конкретным видам электрооборудования и не зависит от его частоты.

4.8.2 При испытании длительным переменным напряжением должно проводиться измерение интенсивности частичных разрядов по ГОСТ 20074 и стандартам на отдельные виды электрооборудования. Критерии выдерживания испытания указаны в разделах стандарта с требованиями к электрооборудованию конкретных видов.

4.9. Требования к изоляции на стойкость в отношении теплового пробоя

Электрооборудование, в изоляции которого возможен тепловой пробой (например при основной органической изоляции), должно выдерживать испытание на стойкость изоляции в отношении теплового пробоя приложением к изоляции относительно земли переменного напряжения, равного 110 % наибольшего рабочего напряжения при испытании электрооборудования классов напряжения от 3 до 35 кВ или 110 % наибольшего рабочего напряжения, деленного на, при испытании электрооборудования классов напряжения 110 кВ и выше.

Метод испытания — по ГОСТ 1516.2, раздел 7.

Допускается не проводить указанное испытание, если расчетом, подтвержденным экспериментом или предварительными исследованиями на макетах или образцах с аналогичной конструкцией изоляции, установлено отсутствие опасности теплового пробоя.

4.10. Требования к бумажно-масляной, литой или заполненной компаундом изоляции и изоляции КРУЭ в отношении отсутствия частичных разрядов

4.10.1 Электрооборудование или его части с литой или заполненной компаундом изоляцией должно выдерживать испытание на отсутствие частичных разрядов в газовых включениях в изоляции приложением переменного напряжения.

Указанное испытание может проводиться по ГОСТ 20074 методом измерения зависимости тангенса угла диэлектрических потерь от напряжения, изменяемого до 120 % наибольшего рабочего напряжения для элек-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

трооборудования классов напряжения от 3 до 35 кВ или 120% наибольшего рабочего напряжения, деленного на, для электрооборудования классов напряжения 110 кВ и выше.

4.10.2 Испытание с измерением характеристик частичных разрядов должно проводиться приложением к испытываемой изоляции переменного напряжения, предварительное значение которого длительностью 10 с должно быть равно $1,3U_n$ р. для электрооборудования классов напряжения от 3 до 35 кВ, $1,05U_n$ р. — для электрооборудования 110 кВ и выше. Затем напряжение должно быть без отключения снижено до значения 1,1 и выдержано в течение не менее 1 мин; при этом должно производиться измерение интенсивности частичных разрядов, допустимое значение которой указано в разделах с требованиями к электрооборудованию конкретных видов.

4.10.3 Метод испытания, если он не указан для данного вида электрооборудования, и, в случае испытания по частям, прикладываемое к этим частям напряжение должны быть указаны в стандартах на электрооборудование отдельных видов.

4.11. Требования к внешней изоляции в отношении отсутствия короны

Внешняя изоляция трансформаторов напряжения и тока, аппаратов, конденсаторов связи и изоляторов классов напряжения 330, 500 и 750 кВ должна выдерживать испытание на отсутствие видимой короны приложением к изоляции относительно земли переменного напряжения, равного для электрооборудования с уровнем изоляции b 110% наибольшего рабочего напряжения, деленного на, а для электрооборудования с уровнем изоляции a — 130% наибольшего рабочего напряжения, деленного на, при испытании изоляции в закрытых помещениях.

Допускается также регистрация короны путем измерения уровня радиопомех.

Методы испытаний — по ГОСТ 1516.2, раздел 7.

4.12. Требования к длине пути утечки внешней изоляции

Длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования категории размещения 1 — по ГОСТ 9920.

4.13. Дополнительные требования к изоляции электрооборудования климатических исполнений Т, ТС, а также У, УХ Л, ХЛ для категории размещения 2

4.13.1 Изоляция электрооборудования климатических исполнений Т, ТС, категорий размещения 1, 2, 3 и 4 должна удовлетворять требованиям ГОСТ 15963.

4.13.2 Изоляция электрооборудования климатических исполнений У, УХЛ, ХЛ, категории размещения 2 должна удовлетворять требованиям учета конденсации влаги, которые должны устанавливаться в стандартах на электрооборудование конкретных видов.

Примечание — Требования, определяемые конденсацией влаги, не должны предъявляться к электрооборудованию категории размещения 1, применяемому в распределительных устройствах категории размещения 2.

4.14. Требования к изоляции цепей управления и вспомогательных цепей

4.14.1 Изоляция цепей управления и вспомогательных цепей, а также их элементов должна выдерживать испытательное переменное напряжение для электрооборудования 500 кВ и ниже, равное 2 кВ (2,2 кВ для климатических исполнений Т, ТС), для электрооборудования класса напряжения 750 кВ, равное 3 кВ, прикладываемое поочередно между:

- а) токоведущими и заземленными частями;
- б) токоведущими частями разных цепей;
- в) разомкнутыми контактами элементов одной и той же цепи.

Длительность выдержки испытательного напряжения должна быть равна 1 мин.

Примечание — Испытание по подпунктам б) и в) допускается не проводить при условии гарантирования предприятием-изготовителем электрооборудования необходимого качества изоляции.

4.14.2 Если какие-либо элементы цепей согласно стандартам или техническим условиям, в соответствии с которыми они изготовлены, не допускают испытания напряжениями, указанными в 4.14.1, то испытание

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

может быть проведено при других значениях напряжения по согласованию между изготовителем и потребителем.

4.15. Виды испытаний

4.15.1 Изоляция электрооборудования должна подвергаться типовым*, периодическим (если это установлено в стандарте на данное электрооборудование) и приемо-сдаточным испытаниям. Испытания должны проводиться на полностью собранном электрооборудовании, за исключением случаев, указанных в ГОСТ 1516.2, раздел 4.

* Все указания настоящего стандарта по типовым испытаниям, проводимым в полном объеме, относятся также к приемочным и квалификационным испытаниям по ГОСТ 16504.

4.15.2 Типовым испытаниям должен быть подвергнут каждый новый тип электрооборудования на соответствие электрической прочности его изоляции всем требованиям настоящего стандарта.

Типовым испытаниям подвергается головной образец или образец из первой производственной партии. Для электрооборудования массового производства (например, изоляторов классов напряжения от 3 до 35 кВ) типовым испытаниям могут подвергаться несколько образцов, если это указано в стандартах на электрооборудование отдельных видов.

Примечания

1 Если конструкция и технологический процесс изготовления изоляции электрооборудования нового типа идентичны конструкции и технологическому процессу изготовления изоляции электрооборудования другого типа, ранее выдержавшего типовое испытание, проведения типового испытания электрооборудования нового типа не требуется.

2 Типовое испытание одноминутным переменным напряжением внутренней изоляции линейного конца обмотки с неполной изоляцией нейтрали шунтирующих реакторов не проводится. Соответствие изоляции линейного конца обмотки указанных реакторов относительно земли и между фазами испытательным одноминутным переменным напряжениям, указанным в таблицах 2—4, должно быть подтверждено расчетом.

3 Испытание под дождем внешней изоляции электрооборудования, имеющего основные активные части, расположенные в металлической оболочке и присоединяемые через самостоятельные вводы, допускается не проводить, если испытание внешней изоляции вводов под дождем проведено отдельно.

4.15.3 Типовое испытание должно быть проведено в случае изменения конструкции изоляции или технологического процесса изготовления электрооборудования, а также замены применяемых материалов, если указанные изменения могут снизить электрическую прочность изоляции. Объем испытания устанавливается предприятием-изготовителем в зависимости от характера упомянутых изменений.

Примечание — Если конструкция и технологический процесс изготовления изоляции, а также их изменение или замена применяемых материалов для данного электрооборудования, подлежащего типовому испытанию в связи с указанными изменениями, идентичны перечисленным факторам для другого электрооборудования, выдержавшего типовое (в т. ч. в связи с указанными изменениями) или периодическое испытание, то проведение указанного испытания не требуется.

4.15.4 Периодическим испытаниям подвергается каждый выпускаемый тип электрооборудования, в стандартах на соответствующие виды которого устанавливается их необходимость и периодичность. К периодическим испытаниям относятся все требования настоящего стандарта, установленные для типовых испытаний, за исключением испытаний:

- изоляции обмоток силовых трансформаторов напряжениями грозовых и коммутационных импульсов;
- изоляции токоограничивающих и дугогасящих реакторов, трансформаторов напряжения и тока, аппаратов, конденсаторов связи и изоляторов напряжениями грозовых импульсов;
- внешней изоляции силовых трансформаторов, между контактами одного и того же полюса разъединителей и предохранителей при вынуде патроне;

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

● изоляции электрооборудования, устанавливаемого в экранированных кожухах генераторов, а также на участках между генератором и обмоткой НН повышающего трансформатора.

Примечания

1 Если конструкция и технологический процесс изготовления изоляции подлежащего периодическому испытанию данного электрооборудования идентичны конструкции и технологическому процессу изготовления другого электрооборудования, ранее выдержавшего типовое испытание (если не истек срок периодичности) или периодическое испытание, то проведения периодического испытания изоляции данного электрооборудования не требуется до наступления срока проведения очередных периодических испытаний.

2 Если в конструкции данного электрооборудования не произошло изменений, влияющих на прочность внешней изоляции, то проведения периодических испытаний под дождем не требуется.

3 Периодическое испытание изоляции электрооборудования на стойкость в отношении теплового пробоя не проводится, если это установлено в стандарте на данное электрооборудование.

4.15.5 Каждый образец электрооборудования при выпуске с предприятия-изготовителя должен быть подвергнут приемо-сдаточным испытаниям его изоляции:

а) для внутренней изоляции всех типов электрооборудования, кроме внутренней изоляции линейного конца шунтирующих реакторов с неполной изоляцией нейтрали — испытательным одноминутным переменным напряжением в соответствии с 4.14, 5.4, 6.3, 7.3, 7.5, 8.3, 9.2.1, 10.4, 11.2.1, 11.36, 11.4, 12.3.1, 12.3.3, 13.1.7, 13.1.8;

б) для внутренней изоляции линейного конца шунтирующих реакторов с неполной изоляцией нейтрали, внутренней изоляции линейных концов обмоток ВН и СН силовых трансформаторов (автотрансформаторов) 750 кВ и обмоток ВН генераторных трансформаторов для атомных электростанций — напряжением полного грозового импульса в соответствии с 5.1.1;

в) для внутренней изоляции силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов классов напряжения 220 кВ и выше — длительным переменным напряжением в соответствии с 5.7;

г) для внутренней изоляции конденсаторов связи, вводов классов напряжения 110 кВ и выше, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения с твердой изоляцией классов напряжения 3 кВ и выше, а также заполненных жидким или газообразным диэлектриком с элементами литой изоляции классов напряжения 110 кВ и выше и главных цепей КРУЭ — переменным напряжением с измерением характеристик частичных разрядов в соответствии с 5.8, 7.5, 10.5, 12.3.2 и 13.1.10.

Примечания

1 Допускается не проводить отдельно приемо-сдаточное испытание изоляции устанавливаемых на трансформаторах, реакторах и аппаратах вводов классов напряжения от 3 до 35 кВ, армируемых предприятием-изготовителем трансформатора, реактора или аппарата, а также вводов, собираемых из частей на баке электрооборудования, ограничиваясь приложением к вводам испытательного одноминутного переменного напряжения трансформатора, реактора или аппарата при проведении приемо-сдаточного испытания последних.

2 В объем приемо-сдаточных испытаний фарфоровых изоляторов, указанный в стандартах на эти изоляторы, испытание одноминутным переменным напряжением может не входить, при условии указания другого способа проверки качества изготовления изоляторов, заменяющего испытание одноминутным напряжением.

3 Допускается не проводить приемо-сдаточные испытания изоляции собранных токоограничивающих сухих реакторов, а ограничиваться испытанием их изоляторов.

4 Допускается не проводить приемо-сдаточные испытания изоляции цепей первичных соединений КРУ при разобранном (контрольном) и ремонтном положении выдвижного элемента, а также при отключенном положении разъединителей, присоединенных к цепям первичных соединений КРУ без выдвижных элементов.

5 Допускается не проводить приемо-сдаточное испытание изоляции между контактами одного и того же полюса газонаполненных выключателей приложением напряжения по подпункту а) к полностью собранному выключателю или, при поэлементном испытании, к модулям (разрывам), а ограничиваться испытанием одноминутным переменным напряжением отдельных изолирующих частей модулей (разрывов) и проверкой соответствия чертежам изоляционных расстояний между разомкнутыми контактами каждого модуля (разрыва).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Это допускается в случае, если ранее проведенными исследованиями и периодическими испытаниями модулей (разрывов) той же конструкции доказано, что при таком методе контроля изоляции все проверенные модули (разрывы) выдерживают испытания по подпункту а). Перечень подлежащих испытанию отдельных изолирующих частей модулей (разрывов), а также подлежащих проверке изоляционных расстояний должен быть установлен в стандарте на выключатель конкретного типа.

6 Допускается не проводить приемо-сдаточные испытания изоляции между контактами одного и того же полюса коммутационных аппаратов (для газонаполненных выключателей с учетом примечания 5) и между токоведущими частями соседних полюсов аппаратов, если электрическая прочность указанной изоляции определяется воздушными или масляными промежутками и если проверкой установлено соответствие изоляционных расстояний чертежам.

7 Допускается по согласованию с потребителем не проводить приемо-сдаточные испытания длительным переменным напряжением силовых трансформаторов отдельных типов класса напряжения 220 кВ. Это допущение должно быть обосновано испытаниями на предприятии-изготовителе аналогичных трансформаторов данного класса напряжения и опытом эксплуатации трансформаторов рассматриваемых типов данного предприятия-изготовителя.

4.16. Повторение испытаний на предприятии-изготовителе. Испытание у потребителя

4.16.1 При повторении по требованию заказчика на предприятии-изготовителе испытаний электрооборудования по программе приемо-сдаточных испытаний испытательное напряжение (кроме длительного переменного) должно составлять по отношению к установленному в настоящем стандарте значению испытательного напряжения:

- 100% — для электрооборудования всех видов классов напряжения от 3 до 15 кВ и для керамических изоляторов всех классов напряжения;
- 90% — для электрооборудования, кроме керамических изоляторов, классов напряжения от 20 до 750 кВ.

Примечание — Указание о снижении испытательного напряжения до 90% нормированного значения не относится к испытаниям, повторяемым на предприятии-изготовителе, вследствие изменений изоляции, произведенных после успешно проведенного испытания электрооборудования, например, в связи с заменой узла или детали, что могло повлиять на электрическую прочность изоляции электрооборудования.

4.16.2 Допускается проведение у потребителя испытания одноминутным переменным напряжением электрооборудования, не вводившегося в эксплуатацию и находящегося в пригодном для работы состоянии; при этом испытательное напряжение электрооборудования (кроме керамических изоляторов) не должно превышать 90%, а керамических изоляторов — 100% испытательного напряжения, установленного в данном стандарте для соответствующего электрооборудования. В случае проведения у потребителя испытания электрооборудования класса напряжения выше, чем 220 кВ, а силовых трансформаторов — выше, чем 110 кВ, программа испытания (кроме отдельного испытания обмоток класса напряжения 35 кВ и ниже) должна быть согласована с предприятием-изготовителем электрооборудования. Длительность приложения испытательного напряжения должна быть не более 1 мин вне зависимости от вида основной изоляции.

Примечание — При отсутствии у потребителей источника напряжения повышенной частоты испытание трансформатора у потребителя индуктированным напряжением допускается проводить при частоте 50 Гц напряжением не выше 1,3 номинального при длительности выдержки 1 мин. Для трансформаторов с магнитопроводом из холоднокатаной стали предприятие-изготовитель может установить меньшую, чем 1 мин, длительность выдержки, но не менее 20 с. Это ограничение длительности должно быть указано в стандарте на трансформаторы.

5. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПЯЖЕНИЯ И РЕАКТОРОВ*

* Требования настоящего раздела относятся, если не установлено иначе, к каждой из сторон ВН, СН и НН силовых трансформаторов. Под изоляцией обмоток ВН, СН, НН или нейтрали обмотки понимается соответственно изоляция сторон ВН, СН, НН или стороны нейтрали обмотки.

5.1. Требования к внутренней изоляции при напряжениях грозовых импульсов

5.1.1 Внутренняя изоляция относительно земли и между фазами (для трехфазных трансформаторов и реакторов) трансформаторов* и реакторов должна выдерживать приложенные к линейному зажиму (в трехфазных трансформаторах и реакторах к каждому линейному зажиму поочередно) каждой обмотки напряжения полных и срезанных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графы 3 и 5), 3 (графы 2, 3, 9 и 10), 4 (графы 3, 4, 8 и 9) и 5 (графа 2).

* Требования к изоляции трансформаторов относятся, если не установлено иначе, к силовым трансформаторам и электромагнитным трансформаторам напряжения.

Примечание — Для электропечных трансформаторов класса напряжения 35 кВ, подключаемых к воздушной линии электропередачи через промежуточные трансформаторы (при выполнении соединения между электропечным и промежуточным трансформатором кабельной вставкой или экранированным токопроводом), допускается устанавливать испытательные напряжения грозовых импульсов ниже, чем указано в таблице 2. Эти сниженные значения должны указываться в стандартах или технических условиях на электропечные трансформаторы.

5.1.2 Внутренняя изоляция обмоток классов напряжения от 3 до 35 кВ трансформаторов с полной изоляцией нейтрали при выведенной нейтрали должна выдерживать (кроме испытания по 5.1.1) приложенные к зажиму нейтрали напряжения полных и срезанных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графы 3 и 5) и 5 (графа 2).

Примечание — Если изоляция обмотки выполнена одинаково со стороны нейтрали и со стороны линейного конца, то указанные в данном пункте испытания допускается не проводить.

5.1.3 Внутренняя изоляция соединенных в звезду обмоток классов напряжения от 3 до 35 кВ трехфазных трансформаторов с полной изоляцией нейтрали при невыведенной нейтрали должна выдерживать (кроме испытания по 5.1.1) приложенные к трем электрически соединенным между собой линейным зажимам обмотки напряжения полных грозовых импульсов:

- для обмоток классов напряжения от 3 до 15 кВ — указанные в таблицах 2 (графа 3) и 5 (графа 2);
- для обмоток классов напряжения 20 и 35 кВ — равные 105 и 140 кВ соответственно, для электрооборудования с нормальной изоляцией.

5.1.4 Внутренняя изоляция обмоток силовых трансформаторов с неполной изоляцией нейтрали, допускающей работу с разземлением нейтрали, должна выдерживать (кроме испытания по 5.1.1) приложенные к зажиму нейтрали напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблице 6 (графа 4).

5.1.5 Испытания изоляции обмоток сухих силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения и реакторов (в т. ч. бетонных реакторов) напряжениями грозовых импульсов должны проводиться испытательными напряжениями и методами, установленными для внутренней изоляции трансформаторов и реакторов, но импульсами как положительной, так и отрицательной полярности.

5.2. Требования к внешней изоляции при напряжениях грозовых импульсов

5.2.1 Внешняя изоляция обмоток трансформаторов и реакторов должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 3), 3 (графы 2 и 3), 4 (графы 3 и 4) и 5 (графа 2).

5.2.2 Внешняя изоляция выведенной нейтрали обмоток классов напряжения от 3 до 35 кВ трансформаторов с полной изоляцией нейтрали должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 3) и 5 (графа 2).

5.2.3 Внешняя изоляция выведенной нейтрали обмоток силовых трансформаторов с неполной изоляцией нейтрали, допускающей работу с разземлением нейтрали, должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблице 6 (графа 4).

5.2.4 При испытаниях по 5.2.1—5.2.3 испытательное напряжение должно быть приложено к испытываемой внешней изоляции (вводу) относительно земли и других вводов трансформаторов или реакторов.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

5.3. Требования к изоляции при напряжениях коммутационных импульсов

5.3.1 Внутренняя изоляция обмоток трансформаторов и реакторов относительно земли должна выдерживать приложенные (непосредственно или путем индуктирования в испытываемом трансформаторе) к линейному зажиму обмотки ВН (в трехфазных трансформаторах к каждому линейному зажиму поочередно) напряжения коммутационных импульсов, указанные в таблице 4 (графа 10).

Для силовых автотрансформаторов с обмотками ВН классов напряжения 500 и 750 кВ указанное испытание является также испытанием изоляции обмотки СН (НН) классов напряжения 330 и 500 кВ; при этом переключатель числа витков должен быть установлен в такое положение, чтобы рассчитанное по коэффициенту трансформации напряжение коммутационных импульсов на линейном зажиме обмотки СН (НН) было как можно ближе к значениям, указанным в таблице 4 (графа 10) для классов напряжения 330 или 500 кВ.

5.3.2 Внутренняя изоляция между фазами обмоток трехфазных силовых трансформаторов должна выдерживать напряжения коммутационных импульсов, указанные в таблице 4 (графа 11).

Испытание по данному пункту допускается проводить одновременно с испытанием внутренней изоляции относительно земли по 5.3.1.

Примечание — Допускается снижение напряжения, указанного в таблице 4 (графа 11), до полуторного значения испытательного напряжения относительно земли, указанного в таблице 4 (графа 10), при проведении испытания по методам ГОСТ 22756.

5.3.3 Внешняя изоляция обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов относительно земли (воздушные изоляционные промежутки) в сухом состоянии должна выдерживать напряжения коммутационных импульсов, указанные в таблице 7 (графа 5).

5.3.4 Внешняя изоляция между фазами (воздушные промежутки) обмоток трехфазных силовых трансформаторов должна выдерживать в сухом состоянии напряжения коммутационных импульсов, указанные в таблице 7 (графа 6).

При этом к зажимам обеих фаз должны быть приложены импульсы разных полярностей с максимальными значениями, равными половине испытательного напряжения, так чтобы к изоляции между фазами было приложено нормированное испытательное напряжение.

5.4. Требования к внутренней изоляции при одноминутном переменном напряжении

5.4.1 Внутренняя изоляция каждой из обмоток трансформаторов и шунтирующих и дугогасящих реакторов с полной изоляцией нейтрали, а также внутренняя изоляция обмотки токоограничивающих реакторов должна выдерживать относительно земли и других обмоток приложенное от внешнего источника испытательное одноминутное напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 7), 3 (графа 11 или 13), 5 (графа 4), а также пунктах 5.4.6, 5.4.7 или 5.4.8. Части расщепленной обмотки должны рассматриваться каждая как отдельная обмотка.

5.4.2 Внутренняя изоляция обмоток трансформаторов и дугогасящих реакторов с полной изоляцией нейтрали обмотки ВН должна выдерживать испытание (кроме испытания по 5.4.1) одноминутным напряжением, равным двойному номинальному напряжению и индуктированным в испытываемом трансформаторе или реакторе.

5.4.3 Внутренняя изоляция обмоток классов напряжения от 110 до 750 кВ силовых трансформаторов с неполной изоляцией нейтрали обмотки ВН должна выдерживать одноминутное напряжение, индуктированное полностью или частично в испытываемом трансформаторе. При этом напряжение линейного конца испытываемой обмотки относительно земли должно быть равно указанному в таблице 3 (графа 11) или 4 (графа 13).

В трехфазных трансформаторах с обмоткой ВН, расположенной снаружи остальных обмоток, изоляция между обмотками ВН соседних фаз должна выдерживать одноминутное напряжение не меньше указанного в таблице 3 (графа 12) или 4 (графа 14), приложенное между линейными зажимами обмоток ВН соседних фаз.

Если при испытании по настоящему пункту изоляции обмоток ВН автотрансформаторов возникающие на линейном конце обмотки СН напряжения не меньше указанных в таблице 3 (графа 11) или 4 (графа 13), то испытание изоляции обмотки ВН является также испытанием изоляции обмотки СН; в противном случае испытание изоляции обмотки СН должно быть проведено отдельно.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Изоляция обмоток НН трансформаторов и обмоток СН с полной изоляцией нейтрали трансформаторов (исключая автотрансформаторы) должна выдерживать напряжение, приложенное от постороннего источника, согласно 5.4.1.

Примечания

1 При испытаниях (типовых, периодических и приемо-сдаточных) изоляции обмотки класса напряжения 110 кВ однофазных и трехфазных трансформаторов допускается снижение, но не более чем на 8%, испытательного напряжения изоляции линейного конца обмотки относительно земли, если без этого снижения напряжение относительно земли какой-либо обмотки или напряжение между соседними обмотками, расположенными на одном и том же стержне, превысило бы 105% или напряжение между обмотками соседних фаз превысило бы 110% соответствующего значения испытательного напряжения, указанного в таблице 3 (графа 11 или 12). При этом изоляция линейного конца обмотки относительно земли должна быть рассчитана на полное значение испытательного напряжения, указанного для нее в таблице 3 (графа 11). Для трехфазных трансформаторов (кроме автотрансформаторов) указанное в этом примечании снижение испытательного напряжения допускается для линейного конца обмотки ВН только средней по расположению на магнитопроводе фазы и, кроме того, только в случае, если магнитная система трансформатора неразветвленная.

2 При приемо-сдаточном испытании автотрансформаторов согласно настоящему пункту допускается снижение испытательного напряжения линейного конца общей обмотки по сравнению с нормированным значением не более чем на 15%.

5.4.4 Испытание согласно 5.4.3 внутренней изоляции силовых трансформаторов (кроме автотрансформаторов) должно быть проведено так, чтобы определенное расчетным путем напряжение между линейным концом обмотки ВН и ближайшими к нему точками соседней обмотки, расположенной на том же стержне и нормально электрически не соединенной с обмотками ВН, было равно указанному в таблицах 3 (графа 11) и 4 (графа 13). Должны быть также выполнены требования 5.4.3 о значении испытательного напряжения линейного конца испытываемой обмотки относительно земли, а также — для трехфазных трансформаторов — между обмотками ВН соседних фаз.

Требование настоящего пункта предъявляется только в том случае, если между линейным концом обмотки ВН и ближайшими точками соседней обмотки не расположены части обмотки ВН.

Примечание — При испытаниях изоляции обмоток класса напряжения 110 кВ допускается снижение испытательного напряжения в следующих случаях:

а) для обмоток с вводом посередине при приемо-сдаточных испытаниях допускается снижение, но не более чем на 8%, испытательного напряжения между линейным концом обмотки и ближайшими к нему точками соседней обмотки;

б) для обмоток с нейтралью посередине, имеющих две параллельные ветви, расположенные на одном и том же стержне магнитопровода трансформатора, при приемо-сдаточных испытаниях допускается снижение, но не более чем на 8%, испытательного напряжения между линейным концом одной из параллельных ветвей обмотки и ближайшими к нему точками соседней обмотки;

в) при типовых, периодических и приемо-сдаточных испытаниях допускается снижение (значение снижения не ограничивается) испытательного напряжения между линейным концом обмотки и ближайшими к нему точками соседней обмотки, если без этого снижения напряжение относительно земли других точек обмоток превысило бы нормированное для них испытательное напряжение. При этом изоляция между линейным концом обмотки ВН и ближайшими к нему точками соседней обмотки должна быть рассчитана на полное значение указанного для нее в таблицах 2 (графа 7), 3 (графа 11) и 4 (графа 13) испытательного напряжения.

5.4.5 При приемо-сдаточных испытаниях согласно 5.4.3 и 5.4.4 трансформаторов (автотрансформаторов) классов напряжения 220 кВ и ниже, имеющих одну или несколько обмоток с неполной изоляцией нейтрали, испытательное кратковременное переменное напряжение этих обмоток должно определяться по обмотке ВН. При этом допускается обмотку СН (НН) не испытывать своим нормированным испытательным напряжением. При наличии регулирования напряжения переключатель числа витков должен быть установлен в такое положение, чтобы рассчитанное по коэффициенту трансформации напряжение на линейном зажиме обмотки СН (НН) было как можно ближе к значениям, указанным в таблице 3 (графы 11 и 12) или 4 (графы 13 и 14).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

5.4.6 Изоляция обмотки НН (имеющей номинальное напряжение ниже 3 кВ) силовых трансформаторов относительно земли и других обмоток должна выдерживать приложенное от постороннего источника одноминутное напряжение, равное:

- а) 5 кВ — для трансформаторов с нормальной изоляцией обмотки ВН;
- б) 3 кВ — для трансформаторов с облегченной изоляцией обмотки ВН.

5.4.7 Изоляция вторичной обмотки трансформаторов напряжения относительно земли и других обмоток должна выдерживать приложенное от постороннего источника одноминутное напряжение, равное 2 кВ.

5.4.8 Изоляция сигнальной обмотки заземляющих реакторов относительно земли и основной обмотки должна выдерживать приложенное от постороннего источника одноминутное напряжение, равное 2 кВ.

5.4.9 Внутренняя изоляция выведенной нейтрали обмотки силовых трансформаторов классов напряжения 110, 150 и 220 кВ с неполной изоляцией нейтрали, допускающая работу с разземлением нейтрали, должна выдерживать одноминутное напряжение, указанное в таблице 6 (графа 2).

5.4.10 Внутренняя изоляция нейтрали обмотки силовых трансформаторов классов напряжения от 110 до 750 кВ, не допускающая работу с разземлением нейтрали, должна выдерживать испытание одноминутным напряжением, значение которого должно быть установлено в стандартах на трансформаторы.

5.4.11 Внутренняя изоляция обмотки ВН трансформаторов напряжения, в т.ч. каскадных, с неполной изоляцией нейтрали должна выдерживать испытание одноминутным напряжением при возбуждении со стороны ВН или НН испытываемого трансформатора. Испытательное напряжение линейного конца обмотки ВН относительно земли должно быть равно указанному в таблицах 2 (графа 6), 3 (графа 13), 4 (графа 15) и 5 (графа 4).

Изоляция нейтрали обмотки ВН должна выдерживать испытание одноминутным напряжением, приложенным от постороннего источника. Значение испытательного напряжения должно быть установлено (не менее 2 кВ) предприятием-изготовителем и указано в стандарте на трансформаторы напряжения.

При испытании трехфазных трансформаторов напряжения классов напряжения от 3 до 35 кВ с неполной изоляцией нейтрали должна быть также испытана изоляция между обмотками ВН соседних фаз напряжением не меньше указанного в таблицах 2 (графа 6) и 5 (графа 4).

5.4.12 Внутренняя изоляция обмотки шунтирующих реакторов с неполной изоляцией нейтрали должна быть рассчитана на соответствие испытательному напряжению линейного конца обмотки относительно земли и между фазами, указанному в таблицах 3 (графы 11 и 12) и 4 (графы 13 и 14).

Изоляция нейтрали обмотки шунтирующих реакторов должна выдерживать одноминутное напряжение, приложенное от постороннего источника. Значение испытательного напряжения должно быть установлено в стандарте на реакторы.

5.5. Требования к внешней изоляции (воздушным промежуткам) при плавном подъеме переменного напряжения

5.5.1 Внешняя изоляция (воздушные промежутки) обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов относительно земли должна выдерживать в сухом состоянии напряжение, указанное в таблице 7 (графа 3).

Примечание — Указание настоящего пункта для сухих трансформаторов относится только к изоляции вне обмоток: отводов, переключателя, вводов, от токоведущих частей до кожуха и т.д.

5.5.2 Внешняя изоляция (воздушные промежутки) между фазами силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов классов напряжения 150—220 кВ должна выдерживать в сухом состоянии напряжение, указанное в таблице 7 (графа 4).

5.5.3 Внешняя изоляция (воздушные промежутки) нейтрали обмотки ВН силовых трансформаторов относительно земли и между фазами 110, 150 и 220 кВ с неполной изоляцией нейтрали, допускающей работу с разземлением нейтрали, должна выдерживать в сухом состоянии напряжения, равные 135, 195 и 280 кВ соответственно.

5.6. Требования к внешней изоляции при одноминутном переменном напряжении

5.6.1 Внешняя изоляция трансформаторов напряжения категории размещения 1 должна выдерживать под дождем напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 9), 3 (графа 13) или 5 (графа 6).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

5.6.2 Внешняя изоляция нейтрали обмотки ВН силовых трансформаторов 110, 150 и 220 кВ с неполной изоляцией нейтрали, допускающей работу с разземлением нейтрали, должна выдерживать в сухом состоянии напряжение, указанное в таблице 6 (графа 2).

5.7. Требования к внутренней изоляции силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов классов напряжения 220—750 кВ при длительном переменном напряжении

5.7.1 Испытание должно проводиться по ГОСТ 22756 приложением непосредственно или путем индуктирования в испытываемом трансформаторе к линейному зажиму обмотки ВН силового трансформатора или шунтирующего реактора напряжения, указанного в таблице 8 (графы 2 и 3).

Длительность выдержки испытательного напряжения должна быть при типовых испытаниях 1 ч; при приемо-сдаточных испытаниях для электрооборудования классов напряжения 220—500 кВ длительность выдержки должна быть не менее 0,5 ч, для класса напряжения 750 кВ — не менее 1 ч.

5.7.2 Силовой трансформатор или шунтирующий реактор, при испытании которого интенсивность частичных разрядов во внутренней изоляции на стороне испытываемой обмотки не превысила нормированную, равную $3 \cdot 10^{-10}$ Кл, при испытании длительным переменным напряжением, равным 1,4, или $5 \cdot 10^{-10}$ Кл при испытании длительным переменным напряжением, равным 1,5, считается выдержавшим испытание.

В случае превышения нормированной интенсивности частичных разрядов оценка результатов испытания должна проводиться в соответствии с приложением В.

5.8. Требования к внутренней изоляции электромагнитных трансформаторов напряжения при переменном напряжении с измерением интенсивности частичных разрядов

5.8.1 Внутренняя изоляция электромагнитных трансформаторов напряжения с литой и бумажно-масляной изоляцией классов напряжения 3 кВ и выше, а классов напряжения 110 кВ и выше, также заполненных жидким или газообразным диэлектриком с элементами литой изоляции, должна быть испытана приложением переменного напряжения с измерением интенсивности частичных разрядов.

5.8.2 Испытание должно проводиться приложением непосредственно или путем индуктирования в испытываемом трансформаторе к линейному зажиму обмотки ВН напряжения согласно указаниям 4.10.2.

Трансформатор считается выдержавшим испытание, если интенсивность частичных разрядов, измеренная при сниженном значении напряжения, не превысила $5T10^{-11}$ Кл для трансформаторов с твердой изоляцией или 10^{-11} Кл для трансформаторов с масляной изоляцией.

Примечание — До 01.01.99 допускается испытание с измерением частичных разрядов проводить выборочно согласно указаниям стандартов на трансформаторы отдельных типов.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗОЛЯЦИИ ЕМКОСТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПЯЖЕНИЯ

6.1 Испытания емкостных трансформаторов напряжения должны состоять из испытаний отдельно делителя напряжения и отдельно электромагнитного устройства трансформатора.

6.2 Делители напряжения емкостных трансформаторов напряжения должны выдерживать испытания напряжениями и методами, указанными для конденсаторов связи.

6.3 Электромагнитные устройства емкостных трансформаторов напряжения должны быть испытаны испытательными напряжениями всех видов, установленными для электромагнитного трансформатора напряжения для класса напряжения, соответствующего первичной стороне емкостного делителя напряжения.

Испытательные напряжения электромагнитных устройств должны быть установлены предприятием-изготовителем и быть не ниже значения, определенного по коэффициенту деления емкостного делителя от испытательного напряжения, указанного для классов напряжения до 500 кВ в таблицах 2 (графы 3, 5, 6 и 9), 3 (графы 3, 10 и 13) и 4 (графы 4, 9, 10 и 15), а для класса напряжения 750 кВ — в таблице 4 (графы 5, 9, 10 и 16).

7. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

7.1 Требования к изоляции при напряжениях грозовых импульсов

7.1.1 Внутренняя изоляция трансформаторов тока должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 3), 3 (графа 4), 4 (графа 5) и 5 (графа 2).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

7.1.2 Внешняя изоляция трансформаторов тока должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 3), 3 (графа 4), 4 (графа 5) и 5 (графа 2).

7.2. Требования к изоляции при напряжениях коммутационных импульсов

Внешняя изоляция в сухом состоянии, а для трансформаторов тока категории размещения 1 также под дождем, и внутренняя изоляция трансформаторов тока должна выдерживать напряжения коммутационных импульсов, указанные в таблице 4 (графа 10).

7.3. Требования к внутренней изоляции при одноминутном переменном напряжении

7.3.1 Внутренняя изоляция трансформаторов тока должна выдерживать одноминутное напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 6), 3 (графа 13), 4 (графа 16), 5 (графа 4).

7.3.2 Изоляция каждой из вторичных обмоток трансформаторов тока относительно земли и других обмоток должна выдерживать испытание приложенным от постороннего источника одноминутным напряжением, равным 2 кВ (2,2 кВ для климатических исполнений Т, ТС).

Требования к междусекционной и межвитковой изоляции трансформаторов тока — по ГОСТ 7746.

7.4. Требования к внешней изоляции при одноминутном переменном напряжении

7.4.1 Внешняя изоляция трансформаторов тока должна выдерживать в сухом состоянии напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 6), 3 (графа 13), 4 (графа 16), 5 (графа 4).

7.4.2 Внешняя изоляция трансформаторов тока категории размещения 1 должна выдерживать под дождем напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 9), 3 (графа 13), 5 (графа 6).

7.5. Требования к внутренней изоляции при переменном напряжении с измерением интенсивности частичных разрядов

Испытание должно проводиться приложением напряжения к обмотке ВН по 4.10.2.

Трансформатор считается выдержавшим испытание, если интенсивность частичных разрядов, измеренная при сниженном значении напряжения, не превысила $5 \cdot 10^{-11}$ Кл для трансформаторов с твердой изоляцией или 10^{-11} Кл для трансформаторов с масляной изоляцией.

Примечания

1 До 01.01.2001 допускается испытание с измерением интенсивности частичных разрядов на трансформаторах тока классов напряжения от 110 до 220 кВ проводить выборочно согласно указаниям стандартов на отдельные типы трансформаторов.

2 До 01.01.2001 на трансформаторах тока 500 кВ допускается применять предварительное значение напряжения, равное 1,25.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗОЛЯЦИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛЕЙ, ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ И КОМПЛЕКСОВ АППАРАТОВ

8.1. Требования к изоляции при напряжениях грозовых импульсов

8.1.1 Изоляция выключателей, разъединителей, короткозамыкателей, заземлителей и комплексов аппаратов относительно земли, а для трехполюсных выключателей с расположением полюсов в общем баке и трехполюсных аппаратов — между соседними полюсами должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 3), 3 (графа 4), 4 (графа 5), 5 (графа 2).

Испытания изоляции выключателей и разъединителей должны быть проведены при включенном и отключенном положениях.

8.1.2 Изоляция выключателей между контактами одного и того же полюса при отключенном положении выключателя должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные:

- а) для выключателей классов напряжения от 3 до 35 кВ в таблицах 2 (графа 3) или 5 (графа 2);
- б) для выключателей классов напряжения от 110 до 220 кВ с повышенным уровнем изоляции между контактами — в таблице 3 (графа 6), без повышенного уровня изоляции между контактами — в таблице 3 (графа 7);
- в) для выключателей классов напряжения от 330 до 750 кВ — в таблице 4 (графа 6).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

8.1.3 Изоляция между контактами одного и того же полюса разъединителей при отключенном положении разъединителя должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 4), 3 (графа 8), 4 (графа 7), 5 (графа 3).

8.1.4 При испытании изоляции между контактами выключателей и разъединителей по 8.1.2, 8.1.3 напряжение на одном из контактов должно быть не менее нормированного испытательного напряжения относительно земли, указанного в 8.1.1. При этом другой контакт может быть заземлен или к нему может быть приложено постоянное напряжение, или напряжение коммутационного импульса противоположной полярности, или переменное напряжение таким образом, чтобы при испытании к изоляции между контактами было приложено нормированное испытательное напряжение.

Испытание должно проводиться дважды при поочередном приложении напряжения к одному из контактов и заземлении или сообщении меньшего потенциала другому контакту. При одинаковых размерах и форме контактов (или экранов этих контактов при их наличии) в промежутке между контактами выключателя или разъединителя, допускается проводить испытание один раз при приложении напряжения к одному из контактов.

При испытании изоляции между контактами выключателей и разъединителей приложением напряжения к одному из контактов с заземлением другого контакта допускается дополнительно изолировать основание аппарата. При этом напряжение между основанием и контактом должно быть не ниже нормированного испытательного напряжения относительно земли.

8.2. Требования к изоляции при напряжениях коммутационных импульсов

8.2.1 Внешняя изоляция в сухом состоянии, а для аппаратов категории размещения 1 также под дождем, выключателей, разъединителей, короткозамыкателей и заземлителей относительно земли и внутренняя изоляция выключателей относительно земли должна выдерживать напряжения коммутационных импульсов, указанные в таблице 4 (графа 10).

8.2.2 Изоляция между контактами одного и того же полюса при отключенном положении аппаратов должна выдерживать напряжения коммутационных импульсов, указанные для внутренней изоляции выключателей, внешней изоляции выключателей в сухом состоянии и под дождем и внешней изоляции разъединителей в сухом состоянии в таблице 4 (графа 12).

При испытании по данному пункту должны соблюдаться требования 8.1.4.

8.3. Требования к внутренней изоляции при одноминутном переменном напряжении

8.3.1 Внутренняя изоляция выключателей, разъединителей, короткозамыкателей, заземлителей и комплексов аппаратов относительно земли, а для аппаратов трехполюсного исполнения классов напряжения от 3 до 220 кВ — между соседними полюсами, должна выдерживать испытание, указанное в таблицах 2 (графа 6), 3 (графа 13), 4 (графа 16), 5 (графа 4).

Испытания изоляции выключателей и разъединителей должны быть проведены при включенном и отключенном положении аппаратов. При испытании изоляции относительно земли в отключенном положении аппарата напряжение должно подаваться на оба его вывода.

Типовое испытание изоляции выключателей и разъединителей должно быть проведено так, чтобы была проверена способность изоляции выдерживать испытательное напряжение в любом промежуточном положении токоведущих частей аппарата, в котором они могут находиться во время включения или отключения. При этом испытании токоподводящие части одного и того же полюса аппарата должны быть электрически соединены между собой.

8.3.2 Внутренняя изоляция выключателей между контактами одного и того же полюса при отключенном положении выключателя должна выдерживать испытание, указанное:

- а) для выключателей классов напряжения от 3 до 35 кВ — в таблицах 2 (графа 6) и 5 (графа 4);
- б) для газонаполненных выключателей классов напряжения от 110 до 220 кВ — в таблице 3 (графа 13), от 330 до 750 кВ — в таблице 4 (графа 17).

При испытании изоляции между контактами выключателей классов напряжения от 3 до 220 кВ испытательное напряжение должно быть приложено к одному из контактов при заземлении другого. При этом основание аппарата допускается дополнительно изолировать, а напряжение между основанием и контактом должно быть не ниже нормированного испытательного напряжения относительно земли.

При испытании выключателей классов напряжения 330—750 кВ к выводам должны быть приложены два напряжения, находящиеся в противофазе; при этом большая часть напряжения на одном выводе должна

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

быть не менее нормированного испытательного напряжения относительно земли, указанного в таблице 4 (графа 16). Допускается вместо меньшей части переменного напряжения прикладывать ко второму выводу постоянное напряжение, равное амплитудному значению соответствующего меньшего переменного напряжения.

Типовое и периодическое испытания должны проводиться дважды при поочередном приложении напряжения к одному из выводов и заземлении другого вывода или приложении к нему меньшего напряжения. При одинаковых размерах и форме контактов (или экранов этих контактов при их наличии) в промежутке между контактами, допускается проводить испытание один раз при приложении напряжения к одному из выводов.

8.4. Требования к внешней изоляции при одноминутном переменном напряжении

8.4.1 Внешняя изоляция выключателей, разъединителей, короткозамыкателей, заземлителей и комплексов аппаратов относительно земли, а для аппаратов трехполюсного исполнения классов напряжения от 3 до 220 кВ — между соседними полюсами должна выдерживать в сухом состоянии напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 6), 3 (графа 13), 5 (графа 4).

При испытании должны соблюдаться требования 8.3.1.

8.4.2 Воздушный промежуток между контактом полюса разъединителя и его заземляющим ножом, электрически соединенным с другим, подлежащим заземлению контактом полюса, должен выдерживать в сухом состоянии напряжение не менее 80 % от указанного в 8.4.1 при любом положении, в котором может находиться нож в процессе заземления или разземления. Испытание в промежуточных положениях можно не проводить, если конструкция аппарата такова, что прочность изоляции в этих положениях не может быть ниже прочности во включенном или отключенном положениях заземляющего ножа.

8.4.3 Внешняя изоляция между контактами одного и того же полюса выключателей и разъединителей при отключенном положении аппарата должна выдерживать испытание в сухом состоянии напряжением, указанным:

- а) для разъединителей — в таблицах 2 (графа 8), 3 (графа 15), 4 (графа 17), 5 (графа 5);
- б) для выключателей — в таблицах 2 (графа 6), 3 (графа 13), 4 (графа 17), 5 (графа 4).

При испытании должны соблюдаться требования:

- для выключателей классов напряжения от 3 до 220 кВ — указанные в 8.3.2 для выключателей этих классов;
- для выключателей классов напряжения 330—750 кВ и для разъединителей — указанные в 8.3.2 для выключателей классов напряжения 330—750 кВ.

8.4.4 Внешняя изоляция выключателей, разъединителей, короткозамыкателей и заземлителей категории размещения 1 относительно земли, а для аппаратов трехполюсного исполнения категории размещения 1 — между соседними полюсами должна выдерживать под дождем напряжения, указанные в таблицах 2 (графа 9), 3 (графа 13) и 5 (графа 6).

Требование данного пункта не относится к внешней изоляции между полюсами, электрическая прочность которой определяется воздушным промежутком.

8.4.5 Внешняя изоляция между контактами одного и того же полюса выключателей категории размещения 1 в отключенном положении выключателя должна выдерживать под дождем напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 9), 3 (графа 13) и 5 (графа 7).

При испытании должны соблюдаться требования 8.3.2.

9. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗОЛЯЦИИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

9.1. Требования к изоляции при напряжениях грозовых импульсов

9.1.1 Внешняя изоляция предохранителей (предохранитель с патроном с неперегоревшей плавкой вставкой) относительно земли, а для предохранителей трехполюсного исполнения — между соседними полюсами должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 3), 3 (графа 4), 5 (графа 2).

9.1.2 Внешняя изоляция предохранителей между контактами одного и того же полюса предохранителя при вынужденном патроне должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 4), 3 (графа 8) и 5 (графа 3).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

9.2. Требования к изоляции при одноминутном переменном напряжении

9.2.1 Внутренняя изоляция предохранителей (предохранитель с патроном с неперегоревшей плавкой вставкой) относительно земли, а для предохранителей трехполюсного исполнения — между соседними полюсами должна выдерживать одноминутное напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 6), 3 (графа 13) и 5 (графа 4).

9.2.2 Внешняя изоляция предохранителей относительно земли должна выдерживать в сухом состоянии, а для предохранителей категории размещения 1 — также под дождем одноминутные напряжения, указанные в таблицах 2 (графы 6 и 9), 3 (графа 13) и 5 (графы 4 и 6).

9.2.3 Внешняя изоляция предохранителей между контактами одного и того же полюса предохранителя при вынудом патроне должна выдерживать в сухом состоянии одноминутное напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 8), 3 (графа 15) и 5 (графа 5), а изоляция между контактами одного и того же полюса предохранителя с патроном, но без плавкой вставки между электродами в сухом состоянии и под дождем — указанные в таблицах 2 (графы 8 и 10), 3 (графа 15), 5 (графы 5 и 7).

9.2.4 Внешняя изоляция между соседними полюсами предохранителей трехполюсного исполнения классов напряжения от 3 до 35 кВ должна выдерживать в сухом состоянии одноминутное напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 6) и 5 (графа 4).

9.2.5 Внешняя изоляция между соседними полюсами предохранителей трехполюсного исполнения категории размещения 1 должна выдерживать под дождем одноминутное напряжение, указанное в таблицах 2 (графа 9) или 5 (графа 6).

10. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗОЛЯЦИИ КОНДЕНСАТОРОВ СВЯЗИ*

* Требования, указанные для конденсаторов связи, распространяются на конденсаторы, применяемые в качестве высоковольтного плеча делителя напряжения емкостных трансформаторов напряжения.

10.1 Внутренняя и внешняя изоляция конденсаторов связи должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 3), 3 (графа 4), 4 (графа 5).

10.2 Внешняя (в сухом состоянии и под дождем) и внутренняя изоляция конденсаторов связи должна выдерживать напряжения коммутационных импульсов, указанные в таблице 4 (графа 10).

10.3 Внутренняя изоляция конденсаторов связи должна выдерживать одноминутные переменные напряжения, указанные в таблицах 2 (графа 6), 3 (графа 13), 4 (графа 16).

10.4 Внешняя изоляция конденсаторов связи должна выдерживать в сухом состоянии, а для конденсаторов связи категории размещения 1 — также под дождем одноминутные переменные напряжения, указанные в таблицах 2 (графы 6 и 9), 3 (графа 13), 4 (графа 16).

10.5 Внутренняя изоляция конденсаторов связи, разработанных после 01.01.98, должна выдерживать испытание переменным напряжением с измерением интенсивности частичных разрядов.

Испытание должно проводиться приложением напряжения между высоковольтным и заземленным зажимами конденсатора согласно указаниям 4.10.2.

Конденсатор считается выдержавшим испытание, если интенсивность частичных разрядов не превысила значения, устанавливаемого по согласованию между изготовителем и потребителем в стандартах на отдельные виды конденсаторов связи.

Примечания

1 При типовых испытаниях длительность выдержки напряжения 1,1 должна быть 1 ч. При этом измерение частичных разрядов должно производиться с интервалом не более 10 мин.

2 Для конденсаторов, имеющих емкость более 10 нФ, указанное в 10.5 испытание может быть неосуществимо, что должно быть указано в стандартах на изделия отдельных типов.

3 Испытание по 10.5 допускается проводить поэлементно. Испытательное напряжение при этом должно быть определено с учетом возможной неравномерности распределения напряжения по элементам и указано в стандартах на данное изделие.

10.6 Изоляция конденсаторов связи должна выдерживать приложенное между выводом НН и заземляемым выводом одноминутное переменное напряжение, равное:

- а) для конденсаторов связи категории размещения 1—10 кВ при испытании в сухом состоянии и под дождем;
- б) для конденсаторов связи категорий размещения 2, 3 и 4—4 кВ при испытании в сухом состоянии.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

11. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗОЛЯЦИИ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (КРУ), ЭКРАНИРОВАННЫХ ТОКОПРОВОДОВ И КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ (КТП)

11.1. Требования к изоляции КРУ при напряжениях грозовых импульсов

11.1.1 Внешняя изоляция, в т.ч. изоляция внутри оболочки КРУ, цепей первичных соединений КРУ должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 3) и 5 (графа 2).

Испытательное напряжение должно быть приложено:

- к изоляции относительно земли и между полюсами при рабочем и разобщенном (контрольном) положениях выдвижного элемента;
- к изоляции между токоведущими и заземленными частями при ремонтном положении выдвижного элемента;
- к изоляции относительно земли и между полюсами при включенном и отключенном положениях разъединителей, присоединенных к цепям первичных соединений для КРУ без выдвижных элементов.

Примечание — Нормально присоединенное к цепям первичных соединений КРУ электрооборудование, для которого установлены испытательные напряжения грозовым импульсом меньшие, чем указанные в настоящем стандарте, при испытании по настоящему пункту должно быть отсоединено от цепей первичных соединений. Испытание должно быть повторено со всем присоединенным электрооборудованием приложением напряжения, допускаемого для всего электрооборудования.

11.1.2 Внешняя изоляция внутри оболочки КРУ между токоведущими частями одного и того же полюса цепей первичных соединений КРУ при разобщенном (контрольном) положении выдвижного элемента при двух разрывах на полюс должна выдерживать напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблицах 2 (графа 4) и 5 (графа 3).

КРУ без выдвижных элементов должны выдерживать испытания внешней изоляции между контактами одного и того же полюса разъединителей цепей первичных соединений в отключенном положении разъединителя.

11.2. Требования к изоляции КРУ при кратковременных переменных напряжениях

11.2.1 Изоляция цепей первичных соединений КРУ должна выдерживать одноминутные напряжения, указанные в таблицах 2 (графа 6) и 5 (графа 4).

Испытательное напряжение должно быть приложено к изоляции согласно 11.1.1.

11.2.2 Внешняя изоляция цепей первичных соединений КРУ, в том числе внутри оболочки КРУ, должна выдерживать в сухом состоянии напряжения, указанные в таблицах 2 (графа 6) и 5 (графа 4).

Испытательное напряжение должно быть приложено к изоляции согласно 11.1.1.

11.2.3 Внешняя изоляция внутри оболочки КРУ между токоведущими частями одного и того же полюса цепей первичных соединений КРУ при разобщенном (контрольном) положении выдвижного элемента при двух разрывах на полюс должна выдерживать в сухом состоянии напряжения, указанные в таблицах 2 (графа 8) и 5 (графа 5).

КРУ без выдвижных элементов, согласно настоящему пункту, должны выдерживать испытание внешней изоляции между контактами одного и того же полюса разъединителя цепей первичных соединений в отключенном положении разъединителя.

11.2.4 Внешняя изоляция (вне оболочки КРУН) цепей первичных соединений КРУН относительно земли должна выдерживать под дождем напряжения, указанные в таблицах 2 (графа 9) и 5 (графа 6).

11.3. Требования к изоляции экранированных токопроводов

Изоляция экранированных токопроводов должна выдерживать:

- а) напряжения полных грозовых импульсов, указанные в таблице 2 (графа 3);
- б) одноминутное переменное напряжение, указанное в таблице 2 (графа 6).

11.4. Требования к изоляции КТП

Изоляция распределительных устройств ВН и НН КТП должна выдерживать испытания, указанные в 11.1, 11.2 для КРУ, а также для класса напряжения 110 кВ — указанные для аппаратов в таблице 3 (графы 4 и 13). Изоляция силовых трансформаторов должна выдерживать испытания, указанные в разделе 5.

Изоляция узлов стыковки должна быть испытана испытательными напряжениями всех видов, указанными для отдельных элементов при наименьших значениях из испытательных напряжений соответствующих элементов.