

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ	3
ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА	10
Михаил Шукайлов: «Настало время решать проблемы энергетики»	10
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	14
Методы борьбы с гололедом на воздушных линиях электропередачи	14
Эксплуатации воздушных линий электропередачи	24
Новый композитный провод для высоковольтных воздушных линий электропередачи (ACCR)	26
Современные радиометрические тепловизоры FLUKE	29
Дополнительные устройства для автоматических выключателей	32
Способы повышения коэффициента мощности за счет рационализации работы токоприемников	38
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	42
Защита водогрейных котлов и теплообменников от заноса механическими загрязнениями	42
Требования к защите теплосчетчиков от несанкционированного доступа	46
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ	51
Компрессоры — критерии выбора и эксплуатации	51
ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ	56
Методика измерения сопротивления заземлителей	56
ВОПРОС — ОТВЕТ	73
ОБМЕН ОПЫТОМ	77
Опыт применения регулируемого электропривода на канализационной насосной станции	77

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

Редакционная коллегия

В.В. Жуков – д.т.н., профессор, чл.-корр. Академии электротехнических наук РФ, директор Института электроэнергетики
Э.А. Киреева – к.т.н., профессор Института повышения квалификации «Нефтехим»
М.Ш. Мисриханов – д.т.н., профессор, ген. директор «ФСК. Межсистемные электрические сети Центральной России»
В.А. Старшинов – д.т.н., профессор, зав. кафедрой электрических станций, МЭИ
Н.Д. Торопцев – д.т.н., профессор кафедры электроснабжения Карачаево-Черкесской государственной технологической академии
А.Г. Харитон – д.т.н., профессор, ректор Международной Академии информатизации
А.Н. Чохонелидзе – д.т.н., профессор Тверского государственного технического университета

Главный редактор
С.А. Леонов
Выпускающий редактор
Н.А. Пунтус
Верстка
А.М. Коломейцев
Корректор
О.С. Волкова

Журнал распространяется через каталог ОАО «Агентство «Роспечать» и каталог российской прессы «Почта России» (ООО «Межрегиональное агентство подписки»), а также путем прямой редакционной подписки

Почтовый адрес редакции:
107031, Москва, а/я 49,
ИД «ПАНОРАМА»
Тел.: (495) 625-93-50, 131-73-95
E-mail: glavenergo@mail.ru
<http://glavenergo.promtransizdat.ru>



Подписано в печать 28.01.2008
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 13. Заказ №

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК №2/2008



ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ **83**

Компенсация реактивной мощности в сети предприятия — расчет эффективности **83**

ВЫСТАВКИ **86**

Электротехника для качественного энергосбережения на выставке «Электротехноэкспо'2007» **86**

КНИЖНАЯ ПОЛКА **93**

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ **95**

Рекомендации по нормированию численности работников жилищного, водопроводно-канализационного и энергетических хозяйств (продолжение) **95**

«ЛАКИСТРОЙ» ПОСТРОИТ НОВУЮ ТЭЦ В ПОСЕЛКЕ «СЕВЕРНЫЙ»

Компания «Лакистрой», входящая в состав ЗАО «СУИхолдинг», приступает к возведению газотурбинной электростанции в поселке «Северный», которая будет обеспечивать энергией Северо-Восточный административный округ (СВАО) Москвы.

Электрическая мощность ТЭЦ «Северная» составит 120 МВт. Станция будет построена на базе газотурбинных установок, эффективность которых в 1,5 раза превосходит показатели действующих электростанций столицы. Новая теплоэлектростанция обеспечит энергией объекты в Подмоскowie и СВАО: жилые дома и административные комплексы.

На территории 2,5 га расположатся: главный корпус с энергоблоком, служебными, административными и бытовыми помещениями; здание распределительных устройств и трансформаторов; кабельная галерея; насосная станция; газораспределительный пункт; водные резервуары и очистные сооружения. Автоматические системы диспетчеризации и пожаротушения, охранная сигнализация и теленаблюдение обеспечат ТЭЦ безопасное функционирование. Бюджет строительства — 658 млн рублей. Завершить строительство планируется в июле 2008 года.

www.arendator.ru

В 2010 ГОДУ В НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ ОТКРОЕТСЯ ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ ПЕЛЛЕТ

Администрация Семеновского района Нижегородской области к 2010 года планирует реализовать на территории района проект по строительству завода для производства топливных пеллет.

Согласно плану мероприятий по развитию производительных сил Семеновского муниципального района, планируется, что инвестиции в строительство завода составят 60 млн рублей. Ожидается, что за счет реализации проекта объем отгруженной продукции увеличится на 55 млн рублей, налоговые поступления в консолидированный бюджет области — на 9,4 млн рублей.

Как сообщалось ранее, правительство Нижегородской области планирует в течение 2007—2009 годов реализовать программу по переводу большинства котельных северных районов региона на брикетированное топливо из отходов деревообработки. Ожидается, что перевод котельных на брикетированное топливо позволит отказаться от закупок мазута и угля.

В Нижегородской области разрабатывается проект создания альтернативной системы теплообеспечения северных районов региона.

Проект планируется в течение 3 лет реализовать во всех 12 северных районов Нижегородской области. Объем инвестиций, необходимый для создания системы энергообеспечения всех северных районов области и организации производства топливных гранул, составляет порядка 70—75 млн евро.

Для реализации проекта планируется закупить оборудование одного из ведущих мировых производителей линий для гранулирования биомассы. В частности, рассматривается возможность использования оборудования немецких фирм Amandus Kahl и Muench Edelstahl, а также фирмы Sprout Matador (Дания).

www.nta-nn.ru

РАСШИРЕННЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ НА АЭТЗ

На ОАО «Армавирский электротехнический завод» (входит в состав корпорации «ЭДС-Холдинг») состоялся Научно-технический совет, посвя-

щенный вопросам повышения конкурентоспособности трансформаторов тока, производимых предприятием. Расширенное заседание НТС прошло под эгидой «ЭДС-Холдинга». Среди выступивших были представители АЭТЗ, «ЭДС-Холдинга» и Торгового дома «ЭДС-ЭлТех», дилеров предприятия.

Армавирский электротехнический завод — один из лидеров в России по производству измерительных трансформаторов тока. Они применяются для понижения силы электротока в цепях измерения электросчетчиков. Трансформаторы тока широко используются в системах коммерческого и технологического учета электроэнергии в разных отраслях: энергетике, машиностроении, жилищно-коммунальном хозяйстве, строительстве.

На АЭТЗ постоянно ведется работа по повышению функциональных и потребительских качеств выпускаемых измерительных трансформаторов тока с целью укрепления позиций предприятия в этом сегменте электротехнического рынка. В частности, по итогам прошедшего заседания Научно-технический совет предусмотрел ряд мероприятий по совершенствованию конструкции трансформаторов тока и расширению сфер их применения (по вольтажу). В их числе:

- использование научно-технических разработок для повышения точности, нагрузки и срока службы приборов;
- расширение выпускаемой номенклатуры трансформаторов;
- улучшение пользовательских характеристик приборов;
- защита от несанкционированного доступа и хищений электроэнергии.

Реализация этих предложений является составной частью общей производственной программы «ЭДС-Холдинга» по выпуску высокотехнологичной продукции, в максимальной степени ориентированной на запросы развивающейся экономики России.

«ЭДС-Холдинг»

КОТЕЛЬНЫЕ КОСМОДРОМА ПЛЕСЕЦК ПЕРЕВЕДУТ С МАЗУТА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Более 350 млн руб. в год позволит сэкономить перевод котельных космодрома Плесецк, работающих сейчас на мазуте, на использование природного газа. Об этом заявил начальник строительства, инженерно-технического обеспечения и расквартирования Космических войск генерал-майор Владимир Иванов.

По его словам, в конце 2007 года на использование природного газа были переведены три таких котельных. А в 2008 году на природный газ планируется перевести еще шесть котельных космодрома Плесецк, использующих в настоящее время в качестве топлива мазут.

«Перевод котельных космодрома на природный газ позволит модернизировать и удешевить всю энергосистему космодрома за счет отказа от использования завозного дорогостоящего жидкого котельного топлива (ЖКТ). Годовой объем природного газа, поставляемого на космодром, будет составлять примерно 44 млн куб. м», — отметил генерал.

По его словам, использование природного газа в качестве топлива позволяет одновременно решать несколько проблем: необходимости хранения трехмесячного запаса мазута на котельных, гарантированной поставки качественного топлива и производства экологически чистого тепла. Но самое главное, природный газ значительно экономичнее ЖКТ.

Особое место в системе газификации космодрома занимает котельная на 35-й площадке, где идет строительство перспективного унифицированного стартового комплекса (УСК) космического ракетного комплекса (КРК) «Ангара». Здесь уже установлено новое газовое оборудование.

«Его главные особенности — уникальная система автоматического управления, надежность, простота

и безопасность во время эксплуатации. Несмотря на его высокую стоимость, специалисты прогнозируют, что средства, затраченные на его приобретение, окупятся в течение первого года эксплуатации», — отметил генерал.

Выполненные на котельной работы позволят обеспечить теплом уже возведенные сооружения первой очереди УСК КРК «Ангара». Тем самым будут созданы условия для проведения монтажных и пуско-наладочных работ технологического оборудования и технических систем в зданиях и сооружениях УСК.

www.rian.ru

НА ПРЕДПРИЯТИЯХ СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ ПРОИЗВОДИТСЯ ЗАМЕНА УСТАРЕВШЕГО ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Предприятия Свердловской области продолжают приводить газопроводы и газовое оборудование в соответствие с современными требованиями, отмечают представители службы газового надзора МТУ Ростехнадзора по УрФО.

В частности, производится замена устаревшего газового оборудования и автоматики безопасности, оснащение системой контроля воздуха помещений котельных. Систематическая работа по техническому перевооружению газопотребляющих агрегатов и по оснащению современной автоматикой безопасности проводится на ОАО «Уралэлектромедь», ОАО «Жировой комбинат», ОАО «Свердловский инструментальный завод», отмечают в пресс-службе ведомства. Также разработаны проекты технического перевооружения газового оборудования котлов Свердловской и Ново-Свердловской ТЭЦ, ЕМУП «Тепловые сети», ЕМУП «Академэнерго» с реализацией проектов в 2008 году.

Стоит отметить, что за 9 месяцев текущего года специалистами

службы газового надзора аварий и несчастных случаев зафиксировано не было, тогда как в прошлом году за аналогичный период произошло три аварии. Состояние промышленной безопасности на опасных производственных объектах систем газопотребления и газораспределения, по мнению сотрудников отдела по надзору за объектами газопотребления и газораспределения МТУ Ростехнадзора по УрФО, в целом можно охарактеризовать как стабильное.

www.apiural.ru

В КАЛМЫКИИ ЗАПУЩЕНА ПЕРВАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА

В Калмыкии ОАО «ГидроОГК» ввело в опытно-промышленную эксплуатацию ветроэнергетическую установку (ВЭУ) мощностью 1 МВт. Как сообщили в пресс-службе гидрогенерирующей компании, в торжественной церемонии запуска ВЭУ приняли участие заместитель председателя правительства — министр экономики Республики Калмыкия Владимир Сенглеев, заместитель председателя правления ОАО «ГидроОГК» Василий Зубакин, руководитель программы развития ветроэнергетики компании Андрей Кулаков, а также глава Калмыкии Кирсан Илюмжинов.

Ветроэнергетическая установка построена в рамках проекта строительства Калмыцкой ВЭС. Прогнозируемая годовая выработка одной ВЭУ составит 2,65 млн кВтч. Расчетный коэффициент использования установленной мощности установки составляет 30,2%, что является высоким показателем для европейских ветроэнергетических установок. Подготовка к опытно-промышленной эксплуатации ВЭУ-17 Калмыцкой ВЭС проводилась путем модернизации проекта «Радуга-1», разработанного в России в начале 90-х годов прошлого века.

На сегодняшний день годовое энергопотребление в Калмыкии превышает 550 млн кВтч, уровень нагрузки в зимнее время достигает 90 МВт и 80 МВт — в летнее. При этом в республике до настоящего времени отсутствовали генерирующие объекты, и потребности в электроэнергии полностью покрывались за счет потоков из соседних регионов.

ОАО «ГидроОГК» планирует продолжить строительство ветроэнергетических установок в Калмыкии. К 2010 году предполагается ввести в эксплуатацию ветропарк общей мощностью 9 МВт (запущенная установка является составной частью будущей Калмыцкой ВЭС). Предполагаемые инвестиции в проект составят около 400 млн руб.

Как добавили в пресс-службе компании, ОАО «ГидроОГК» также прорабатывает проекты строительства других ветростанций в России, среди которых Краснодарская ВЭС (50 МВт) и Воркутинская ВЭС (4 МВт).

ИА REGNUM

SIEMENS И ХОЛДИНГ «ЭЛЕКТРОЗАВОД» ВЫВОДЯТ НА РОССИЙСКИЙ РЫНОК НОВУЮ ТЕХНОЛОГИЮ В ИНЖИНИРИНГЕ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

Созданные совместные предприятия холдинговой компанией «Электротехника» и компанией Siemens (Германия) начинают активно продвигаться на российском рынке энергомашиностроения, предлагая новейшие разработки и технологическое оборудование для строительства энергообъектов.

В рамках сотрудничества на российский рынок вводятся компактные коммутационные модули — высоковольтное компактное коммутационное устройство DTC (Dead-Tank Compact) производства Siemens. В настоящий момент данное оборудование будет поставляться из-за рубежа, в дальнейшем планируется его

выпуск на производственной базе СП «Сименс высоковольтные аппараты» в Башкирии, строительство которого «Электротехника» завершит в 1 квартале 2008 года. Компания Siemens внесет свой вклад в работу совместного предприятия в виде передачи технологий и ноу-хау, а также посредством поставки оборудования, такого как высоковольтные силовые выключатели, разъединители и коммутационные устройства. На правах предприятия-изготовителя промышленных установок и крупнейшего изготовителя трансформаторного оборудования в России, ОАО «Электротехника» предоставит в распоряжение совместного предприятия свой богатый опыт работы на российском рынке, а также развитую сбытовую сеть.

Высоковольтное компактное коммутационное устройство DTC является компактным модулем, объединяющим в себе несколько функций, необходимых для работы подстанции. Элементами данного устройства являются высоковольтный выключатель бакового типа, оснащенный проходными трансформаторами тока, один или более разъединителей с заземлителями и вводы для присоединения к воздушным линиям и системам шин. Преимуществами нового оборудования являются: более компактная компоновка подстанции, использование хорошо зарекомендовавших себя стандартных компонентов: заземлители и разъединители, трансформаторы тока и т.д. DTC обеспечивают надежность и бесперебойное электроснабжение в более чем 100 странах мира.

«По сути, данное оборудование представляет собой компактную и экономичную конструкцию, где гибкость и многообразие возможных вариантов размещения модулей DTC на энергетических объектах позволяет реализовывать с минимальными затратами самые разнообразные схемы подстанций, представляя таким образом новые, широкие возможности нашим заказчикам в России», — подчеркнул директор по инжинирингу ОАО «Электротехника» Александр Земцов.

«Благодаря отличной репутации нашего делового партнера мы сможем укрепить наши позиции на российском рынке высоковольтной коммутационной техники», — заявил руководитель департамента «Передача и распределение энергии» концерна Siemens AG д-р Кристиан Урбанке.

Презентация нового оборудования состоялось в рамках Международной специализированной выставки «Электрические сети России».

Интерфакс

ОАО «ВОЛГОГРАДЭНЕРГО» ПРЕЗЕНТОВАЛО В МОСКВЕ НОВУЮ СИСТЕМУ МОНИТОРИНГА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Уникальная система мониторинга воздушных линий электропередачи была представлена ОАО «Волгоградэнерго» на форуме во Всероссийском выставочном центре в Москве. Разработанная совместно с учеными из Саратова новая современная система мониторинга воздушных линий электропередачи была представлена специалистами филиала ОАО «Волгоградэнерго» «Камышинские электрические сети» на международной специализированной выставке «Электрические сети России-2007». Как пояснили в пресс-службе ОАО «Волгоградэнерго», эта система позволяет в автоматическом и непрерывном режиме проводить измерения внешних воздействий на воздушные линии электропередачи (ВЛ), наиболее опасными из которых являются сильный ветер и гололедно-изморозевые отложения на проводах. Именно эти природные явления часто приводят к отключениям электрооборудования.

Новинка камышинских энергетиков и саратовских ученых позволяет на самых ранних стадиях гололедообразования определять скорость нарастания гололеда, измо-

рози или снега на проводах, измерять метеорологические параметры — скорость и направление ветра, температуру и влажность воздуха. Одна из важнейших функциональных возможностей системы — это способность определять вероятность так называемой «пляски проводов», то есть резонансных колебаний воздушной линии, приводящих к порывам и отключениям.

Мониторинг ВЛ осуществляется с помощью специальных датчиков, устанавливаемых на линиях, системы передачи информации, которая осуществляется по радио-, GSM и высокочастотным каналам связи, а также пункта сбора, обработки и отображения информации на компьютере диспетчера района электрических сетей, после чего у энергетиков появляется возможность оперативного проведения работ по предупреждению неполадок в работе оборудования. Новая система мониторинга с началом нынешнего осенне-зимнего максимума нагрузок уже применяется на двух участках линий ОАО «Волгоградэнерго» в Камышинском и Жирновском районах Волгоградской области.

В 2007 году филиал региональной электросетевой компании «Камышинские электрические сети» уже второй раз участвовал в выставке на ВВЦ. В мае камышане представляли в Москве методику проведения работ в электроустановках без снятия напряжения. Камышинская бригада электромонтеров, в реальных условиях уже год работающая по методике работ под напряжением, остается единственной в России.

ИА REGNUM

В МОСКВЕ С 1 ЯНВАРЯ 2008 Г. УВЕЛИЧИЛИ ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Председатель Региональной энергетической комиссии Москвы Юрий Росляк подписал постановление «Об установлении тарифов на электричес-

кую энергию, реализуемую энерго-сбытовыми организациями населению г. Москвы в 2008 г.». Согласно этому документу, 1 кВт/ч электроэнергии для жителей Москвы, пользующихся электрическими плитами, в 2008 году будет стоить 1 руб. 66 коп. Для потребителей с газовыми плитами — 2 руб. 37 коп.

Как сообщает пресс-служба ОАО «Мосэнергосбыт», для тех москвичей, кто пользуется двухтарифной системой оплаты, с 1 января 2008 г. днем (с 7:00 до 23:00) электроэнергия будет стоить 1 руб. 66 коп. (с электроплитой) и 2 руб. 37 коп. (с газовой плитой), а ночью (с 23:00 до 7:00) — 42 коп. (с электроплитой) и 59 коп. (с газовой плитой).

С 1 января 2008 г. расчет осуществляется по новым тарифам.

Regions.ru

В ВОРОНЕЖСКОЙ РЕГИОНАЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ РАЗРАБОТАНА И ВНЕДРЕНА СХЕМА, ПРЕДОТВРАЩАЮЩАЯ ОСТАНОВЫ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

Персоналом электротехнической службы и Тепловых сетей Воронежского филиала ТГК-4 разработана и внедрена схема, предотвращающая остановки водогрейных котлов при кратковременном исчезновении или понижении напряжения в питающей сети, сообщает пресс-служба ТГК-4.

Теперь, при кратковременных перерывах в электроснабжении котельных, механизмы собственных нужд остаются в работе, обеспечивая непрерывную работу водогрейных котлов, а значит — надежное теплоснабжение потребителей.

Эффективность этой разработки неоднократно подтверждалась в аварийных ситуациях.

«Энергетика и промышленность
России»

В США УЖЕСТОЧАЮТСЯ ТРЕБОВАНИЯ НОРМ К КОТЛАМ И БОЙЛЕРАМ

Департамент энергетики США сообщил, что ужесточает нормативные требования по энергоэффективности котлов и бойлеров. Это делается в рамках его 5-летней нормотворческой программы, которая была принята 31 января 2006 года (Отчет Конгрессу).

Согласно расчетам, усовершенствованные стандарты, которые войдут в действие в 2015 году, приведут к экономии энергии, эквивалентной тому ее объему, который расходуется 2,5 миллионами американских домохозяйств в течение одного года.

В Департаменте энергетики определили, что новые стандарты по энергоэффективности для газовых котлов жилых зданий и мобильных жилищ, котлов на жидком топливе, а также газовых и жидкотопливных бойлеров технически и экономически обоснованы, и благодаря им будет достигаться значительная экономия энергии. Эта экономия приведет к ежегодному совокупному уменьшению выбросов углекислого газа за счет экологически чистых домов примерно на 7,8 млн тонн. Это количество соответствует объему выбросов газов от 2,6% популярных в США мини-вэнов и других автомобилей равноценной грузоподъемности на дорогах этой страны в течение одного года.

www.nestor.minsk.by

ЛУЖКОВ ВИДИТ БУДУЩЕЕ В ПРИМЕНЕНИИ В МОСКВЕ НЕБОЛЬШИХ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Применение небольших газотурбинных энергетических установок, питающих крупные объекты в Москве, имеет хорошие перспективы, заявил мэр Москвы Юрий Лужков.

«Это хороший опыт. Эта электростанция состоит из четырех двигателей, работающих на газе», — сказал Ю. Лужков журналистам после посещения подобного энергоблока, который обеспечивает энергией и теплом гостинично-деловой комплекс «Бородино» в Москве.

Он отметил, что вырабатываемая двигателями энергия идет на обеспечение электричеством потребностей комплекса, кроме того, выделяющееся при их работе тепло используется в системе теплоснабжения. Помимо этого, установка обеспечивает энергией и систему кондиционирования комплекса.

Мэр сообщил, что мощность установки достигает почти 2 МВт. «Это очень полезное дело, коэффициент полезного действия этой станции достигает примерно 80%. Наши районные теплостанции имеют меньший КПД, а ТЭЦ — еще намного меньший», — сказал мэр.

«Такие установки выгодны еще и государству. Когда газ используется эффективно, мы не топим, как говорил Менделеев, ассигнациями», — отметил Ю. Лужков.

Он добавил, что на станции осуществляется жесткий контроль качества выхлопных газов, образующихся в результате работы газотурбинной установки, а также отметил, что создание системы подобных установок позволит повысить в целом надежность энергосистемы, которая не будет зависеть от числа крупных энергообъектов.

В пресс-службе группы компаний «Бородино» «Интерфаксу» рассказали, что строительство станции обошлось в 360 млн рублей, а срок ее окупаемости составит около 6 лет. Блок обеспечивает деловой центр собственным теплом за счет вырабатываемой тепловой энергии в объеме 8,6 гигакалорий.

Кроме того, установка станции непосредственно около комплекса позволила значительно снизить потери при снабжении комплекса теплом и холодом. Топливом для работы энергоблока является природный газ, сама

система установлена в трехэтажном здании общей площадью 2100 кв. м, и ее КПД доходит до 83,5%. В настоящее время данная установка является единственной в Москве.

Интерфакс

РОСТЕХНАДЗОР РАЗРЕШИЛ ПРОДАВАТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ БЕЗ ЛИЦЕНЗИИ

Руководитель Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) Константин Пуликовский подписал приказ о прекращении лицензирования деятельности по продаже электрической энергии гражданам. Об этом говорится в сообщении пресс-службы ведомства.

Данное решение принято на основании вступления в силу ряда федеральных законов и поправок закона.

Согласно закону, деятельность по продаже электрической энергии гражданам теперь не подлежит лицензированию. Ранее лицензия Ростехнадзора выдавалась на основании «Положения о лицензировании деятельности по продаже электрической энергии гражданам».

Под деятельностью по продаже электрической энергии гражданам понимается деятельность юридических лиц по реализации электрической энергии гражданам, включающая в себя комплекс мероприятий по качественному, бесперебойному и надежному снабжению потребителей электрической энергии.

Как уточнили в пресс-службе, под надзором ведомства по-прежнему остается деятельность по производству, передаче и распределению электрической энергии.

До принятия поправок к закону Ростехнадзор успел выдать 389 лицензий по продаже электрической энергии гражданам, из них 177 выдано центральным аппаратом Ростехнадзора, и 212 выдано территориальными органами Ростехнадзора.

Документы, представленные в Ростехнадзор для получения (переоформления) на осуществление деятельности по продаже электрической энергии гражданам, будут возвращены соискателям. Например, ОАО энергетики и электрификации «Самараэнерго» подало документы на переоформление лицензии, но не успело ее получить.

Росбалт

НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НА АПАТИТСКОЙ ТЭЦ

На Апатитской ТЭЦ приступили к эксплуатации новейшего диагностического оборудования — тепловизора LAND ThermoPro TP8.

Ранее техника подобного уровня имела только в специализированных организациях, которые проводили обследования аппаратуры всего филиала «Кольский ОАО «ТГК-1» на подрядной основе один раз в год, сообщает пресс-служба компании.

Однако потребность в дистанционном температурном контроле состояния электротехнического оборудования — например, выявлении повышенного нагрева контактов, локализации утечек тепла на теплотрассах или оценке состояния дымовых труб промышленных сооружений — такая методика обследований не покрывала. Поэтому было принято решение сформировать на базе Апатитской ТЭЦ тепловизионную группу, способную оперативно и качественно решать задачи температурного контроля без привлечения сторонних организаций.

Как считают специалисты, поступившая система на сегодняшний день, одна из лучших по техническим и эксплуатационным характеристикам. Связь тепловизора с компьютером в реальном времени, возможность как обычной, так и инфракрасной видеозаписи, запись голосовых комментариев через Bluetooth-гарнитуру и наличие сенсорного дисплея позволят значительно ускорить

и упростить процесс проведения дистанционной диагностики распределительных устройств, а также решить многие другие производственные задачи.

Необходимо отметить, что методики температурного контроля применяются в ТГК-1 уже достаточно давно. Оборудование ТЭЦ Санкт-Петербурга регулярно обследуется с помощью тепловизионной аппаратуры — как имеющейся в распоряжении специалистов Компании, так и с привлечением подрядчиков. Наиболее активно тепловизоры используются в тепловой сети — для выявления скрытых дефектов и предотвращения потерь на тепломагистральных.

www.mbnews.ru

ВОЛГОГРАДСКИЙ «ХИМПРОМ» БУДЕТ СНИЖАТЬ ЭНЕРГОЗАТРАТЫ БЛАГОДАРЯ СОТРУДНИЧЕСТВУ С НПК «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ»

ОАО «Химпром», не снижая объемов производства, сможет уменьшить расходы на электроэнергию более чем на 140 млн руб. в год. Такая перспектива обсуждалась на встрече руководства ОАО «Химпром» и научно-производственной компании «Электрические технологии», которая предложила наиболее оптимальный вариант снижения энергозатрат предприятия.

Как сообщили в пресс-службе «Химпрома», НПК намерена внедрить в ЮФО технологию передачи электроэнергии по принципу совмещения сетей постоянного класса напряжения, потенциальным потребителем которой может стать и «Химпром».

Волгоградское ОАО «Химпром» является энергоемким предприятием и одним из крупнейших потребителей электроэнергии в Волгоградской области с ежегодным объемом примерно 800 млн кВт/ч. Доля электрической энергии в себестоимости продукции составляет около

30%, а для основных видов (карбид кальция, хлор, каустик, хлорат натрия) — до 60%. При достаточно высоком уровне энергопотребления на протяжении последних нескольких лет условия работы ОАО «Химпром» в значительной степени осложнились существенным ростом энерготарифов. Только в 2007 году по сравнению с прошлым годом они увеличились на 27%. Действия по снижению тарифа для «Химпрома» предпринимались руководством предприятия неоднократно. Однако стоимость электроэнергии для завода по-прежнему остается слишком высокой, что в большей степени обусловлено высокой долей транспортной составляющей тарифа. Наиболее оптимальный вариант решения проблемы предложила НПК «Электрические технологии».

В настоящее время компания, при активной поддержке Минпромэнерго РФ, готовится к реализации крупномасштабного проекта по строительству новой современной подстанции постоянного тока с установленной мощностью трансформаторов 800 МВА и выдачей мощности от Волжской ГЭС и Ростовской АЭС. Создание новых объектов с применением широко используемой во всем мире технологии передачи постоянным током откроет более широкую перспективу по сбору мощностей от крупных электрических станций с поставкой в регионы ЮФО и страны Черноморского бассейна. Принципиально новым методом, который компания намерена применить, станет совмещение сетей постоянного тока различного класса напряжения. Такой подход позволит не только сократить применение сложного электротехнического оборудования, упростить принцип управления сетями и на 30% снизить стоимость строительства линейных сооружений, но и многократно сократить потери от передачи больших объемов электрической энергии. В итоге конечный потребитель получает надежный источник энергоснабжения с минимальными затратами.

ОАО «Химпром» как одно из крупнейших энергоемких предприятий

в Волгоградской области представляет интерес для компании «Электрические технологии» как перспективный крупный потребитель электроэнергии.

На предварительном этапе инициатор проекта планирует провести подготовительные работы, которые впоследствии позволят подключить «Химпром» к новой современной линии электропередач. В первую очередь запланировано расширение и строительство новых объектов внешнего электроснабжения предприятия. Второй этап предусматривает строительство центра питания с непосредственным подключением к шинам постоянного тока Волжской ГЭС. Реализовать весь проект планируется в течение трех лет. При этом приступить к оптимизации затрат на энергоснабжение «Химпрома» НПК «Электрические технологии» предлагает уже сейчас.

В первую очередь за счет смены энергоснабжающей компании, что позволит снизить стоимость покупки электроэнергии с объединенного рынка энергомощностей и сэкономит предприятию 143 млн руб. в год. Затем предлагается осуществить ряд технических мероприятий в целях оптимизации затрат на транспортировку электрической энергии, что уже за первый год с момента начала реализации проекта даст экономию в 54 млн руб. Окончательная реализация проекта НПК «Электрические технологии» с подключением «Химпрома» к шинам постоянного тока позволит снизить затраты на энергоснабжение предприятия на 29%, что в ценах 2007 года составляет более 250 млн руб. в год.

ИА REGNUM

САМАЯ МОЩНАЯ В РОССИИ ПАРОВИНТОВАЯ УСТАНОВКА ЗАРАБОТАЛА НА УФИМСКОЙ ТЭЦ-4

Самая мощная в России паровинтовая установка ПВМ-2000АГ-1600 заработала на Уфимской ТЭЦ-4, сооб-

щили на предприятии. Она позволяет эффективно утилизировать избыточную энергию дросселируемого пара при его подаче на технологические нужды и получать механическую энергию, которую можно использовать для выработки 1—1,5 МВт электричества.

Сейчас новая установка работает в режиме опытной эксплуатации, начало промышленной ожидается в начале следующего года.

Как сообщили в пресс-службе ОАО «Башкирэнерго», проект осуществлен инженерами станции совместно с ООО «ВМ-энергия», имеющего значительный опыт внедренческих работ в промышленности республики. Конструкция установки разработана в Уфимском государственном авиационном техническом университете. Отдельные части установки доставлялись на ТЭЦ, где и монтировались. Два винта изготовлены в Англии, корпус отлит в Перми, после чего обрабатывался в Ишимбае и Салавате.

Установка интересна в качестве вспомогательной установки по сокращению безвозвратных потерь энергии преобразований пара и газа. При этом она имеет ряд преимуществ по сравнению с паровой турбиной. Очень проста в эксплуатации и обслуживании, имеет небольшие размеры, отличается высоким ресурсом работы, эксплуатационной надежностью и безопасностью, неприхотливостью к качеству пара.

Станция получит дешевую энергию, которая положительно отразится на показателях удельного расхода условного топлива. В перспективе, при внедрении ПВМ на всех возможных участках тепловой схемы ТЭЦ, их суммарная выработка может компенсировать до 30 % расхода электроэнергии на собственные нужды.

Проект является уникальным, так как никто еще не внедрял таких мощностей ПВМ в России. Благодаря ему ОАО «Башкирэнерго» сделало еще один шаг вперед в части повышения экономичности и эффективности производства электроэнергии

на традиционных ТЭЦ. По оценкам специалистов отрасли, внедрение в тепловую схему станций винтового оборудования уже в ближайшем будущем позволит существенно повысить конкурентоспособность на рынке электроэнергии.

ThermoNews.Ru

ЧАСТНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПАНИИ РОССИИ ОБЪЕДИНЯЮТСЯ В НЕКОММЕРЧЕСКУЮ ОРГАНИЗАЦИЮ

20 декабря 2007 г. в Москве состоялось торжественное подписание меморандума о создании Некоммерческого партнерства независимых производителей электроэнергии, сообщили в пресс-службе ЗАО «Комплексные энергетические системы». Меморандум подписали представители ОАО «ОГК-3» (ОАО «ГМК «Норильский никель»), ОАО «ТГК-8» (ОАО «Лукойл»), ОАО «СУЭК», ООО «Евросибэнерго», Enel S. p. A., E.On Russia Power GmbH и ЗАО «КЭС».

Как отметили в пресс-службе, в условиях завершения реформы энергетической отрасли и формирования свободного конкурентного рынка назрела необходимость появления структуры, которая сможет представлять единые интересы независимых производителей электрической и тепловой энергии в органах государственной власти всех уровней и международных организациях, а также сможет обеспечить справедливые конкурентные условия для всех участников этого рынка.

Деятельность партнерства будет направлена на развитие энергетической отрасли в РФ, улучшение инвестиционного климата, внедрение новых технологий, эффективное использование имеющегося в России энергетического потенциала для развития экономики России и повышения благосостояния граждан РФ.

Меморандум транслирует такие цели партнерства:

- участие в разработке нормативной базы, направленной на создание оптимальных условий развития энергетического сектора экономики;
- участие в разработке и содействии в реализации федеральных и региональных государственных программ и проектов социально-экономического развития, участие в формировании федеральной инвестиционной политики;
- развитие международного сотрудничества в сфере электроэнергетики и смежных отраслях;
- содействие в достижении максимально экономически обоснованного объема реализации энергии и мощности;
- разработка мероприятий по обеспечению производственно-технических возможностей роста реализации энергии;
- создание системы регулярного мониторинга и анализа рынка сбыта энергии и мощности;
- выработка совместных стратегически важных решений по представлению интересов членов партнерства на рынке энергии и мощности.

Руководить деятельностью партнерства будет наблюдательный совет, находящийся в подчинении общего собрания членов партнерства. Также будут созданы рабочие группы, например, по долгосрочным договорам на поставку мощности, по подключению к сетям, по тарифообразованию и по взаимодействию с системным оператором.

Учредители партнерства выразили уверенность, что создаваемая структура станет серьезным помощником и проводником интересов всех частных генерирующих компаний, что после завершения реформы электроэнергетики России и ликвидации РАО «ЕЭС России» отрасль сохранит преимущество и последовательность курса на развитие, стабильность и инвестиционную привлекательность.

ИА REGNUM

МИХАИЛ ШУКАЙЛОВ:

«НАСТАЛО ВРЕМЯ РЕШАТЬ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ»

Реформа РАО ЕЭС подходит к концу. В июле 2008 года в стране вместо единого энергохолдинга ОАО «РАО ЕЭС России» появится более двух десятков генерирующих компаний. Согревать тепло и обеспечивать электричеством Красноярский край и Республику Хакасия выпало на долю территориальной генерирующей компании под счастливым номером 13. На территории края обозначены два крупных инвестиционных энергетических проекта. Богучанская ГЭС у всех на слуху. Второй проект не так амбициозен, но не менее важен — строительство Красноярской ТЭЦ-3. О развитии энергетики края мы беседуем с главным инженером ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» Михаилом Шукайловым.

— Насколько имеющиеся сегодня теплоэнергетические мощности соответствуют потребностям края и как, на ваш взгляд, дальше будет развиваться ситуация с потреблением тепловой энергии? Каковы прогнозные оценки?

— По тепловой энергии сегодня в Красноярском крае и Республике Хакасия в целом сложился баланс. Даже есть небольшие профициты по территориям — например, в городах Назарово, Канск. И в Красноярске. Но парадокс в том, что реальные избыточные мощности находятся на правом берегу краевого центра, там, где работают ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. А передающие устройства — джукер и мостовой переход по коммунальному мосту — практически исчер-

пали свои возможности по передаче тепловой энергии, в то время как активное строительство идет в основном на левом берегу, в Советском районе. С учетом выданных техусловий на строительство жилья, на подключение инфраструктурных объектов не остается не только резерва, но возникает дефицит. Сейчас в Красноярске реализуется инвестиционная программа по обеспечению передачи избыточных мощностей, имеющихся на правом берегу, на левый берег. Это совместная инициатива администрации города и энергетиков, которая позволит на ближайшие 3—4 года обеспечить на левобережье строительство объектов жилья и развитие промышленности. И на долгосрочную перспективу решит проблему транспортировки тепла. Программой предусмотрена как замена существующих теплотрасс с увеличением их диаметра, так и строительство новых теплотрасс и насосных станций, тепловых пунктов, установка нового оборудования. Ближайшим летом мы намерены приступить к выполнению работ по развитию теплосетевого комплекса Красноярска.

Что касается электроэнергетики, то существенный рост потребления отмечен в Хакасии — за 9 месяцев 2007 года прирост в среднем составил более 16% — это самый высокий показатель по РФ. Около 90% прироста произошло здесь за счет введения Хакасского алюминиевого завода. Сама территория республики небольшая, но потребление здесь составляет 11—12 млрд кВтч. Прирост по Красноярскому краю также есть, но он не столь велик. По прогнозам Регионального диспетчерского управления, Красноярский край остается пока избыточной террито-

рией. Но с вводом Тайшетского алюминиевого завода, Хакасского алюминиевого завода, с учетом выбытия старых мощностей по производству электроэнергии (например, на ТЭЦ-1) и без ввода новых, начиная с 2009 года край может стать энергодефицитным. Есть определенные ограничения и по передающим сетям, есть проблемы, связанные со старением оборудования, снижением его надежности. В зимних условиях, когда маневренность наших ГЭС ограничена до абсолютного минимума, уже и сейчас может возникать временный дефицит электроэнергии.

В южных районах края ситуация стабильнее. Резерв мощностей есть на Минусинской и Канской ТЭЦ. Но там и меньше строят. А в Красноярске строительство развивается достаточно бурно, и без ввода новых мощностей невозможно обеспечить стабильное, перспективное развитие города.

Без ввода новых мощностей, по прогнозам специалистов, уже к 2010—2011 г. прогнозируется дефицит в 120-140 гигакалорий. Это существенная цифра. Чтобы избежать прогнозируемого дефицита, мы разработали инвестпрограмму на период до 2011 года. Ее реализация подразумевает прирост электрической мощности более чем на 440 МВт. Основной проект программы — достройка Красноярской ТЭЦ-3.

— В какой стадии сейчас находится проект достройки Красноярской ТЭЦ-3, что предполагается на ближайшее время, на какой период она закроет проблему, будучи уже достроенной?

— Красноярская ТЭЦ-3 сегодня — это, по сути дела, водогрейная котельная и частично смонтированный главный корпус под энергетическое оборудование. Ее строительство началось в 1981 году, но в связи с прекращением финансирования было приостановлено. Сейчас достройка станции жизненно важна для Красноярска, без новой мощности невозможно будет развивать жилищное строительство, вводить новые промышленные и социальные объекты.

Проект включает строительство первого и второго энергоблоков мощностью по 185 МВт электрической энергии и по 270 Гкал тепловой энергии. Строительство пер-



Назаровская ГРЭС-2

вого блока предусматривается завершить к 2009 году, второго — к 2010 году. Ввод в эксплуатацию двух блоков ТЭЦ-3 позволит до 2015 года удовлетворить потребности в тепловой энергии для всего Красноярска с учетом активных темпов его развития. В перспективных планах есть строительство и третьего энергоблока.

— Сформирован ли запас топлива на очередной отопительный сезон 2007/2008 г.? Как происходит поставка угля? По мнению ряда экспертов, на Красноярской железной дороге не хватает вагонов для перевозки топлива.

— Мы не можем сформировать запас на весь отопительный сезон — это очень большие запасы угля. Формируется и поддерживается нормативный запас угля, рассчитанный на 10-дневную максимальную загрузку станций. Он необходим для таких ситуаций, как перебои с поставкой топлива или резкий набор нагрузки. Если говорить о надежности поставки угля, то здесь мы действительно столкнулись с проблемой нехватки вагонов. Особенно остро эта проблема наблюдается на Абаканской ТЭЦ. Но мы исправляем сложившуюся ситуацию вместе с железной дорогой и нашими поставщиками. Пока запас топлива на Абаканской ТЭЦ находится в предельно допустимой норме. И надеюсь, совместно с железной дорогой мы эту проблему в ближайшее время решим.

— Кто является основным поставщиком топлива для станций Енисейской ТГК, в том числе для строящейся Красноярской ТЭЦ-3?

— Сегодня у нас основной поставщик твердого топлива — СУЭК, весь уголь мы получаем с Бородинского и Назаровского разрезов. Все наше котельное оборудование было спроектировано для работы с углем Канско-Ачинского угольного бассейна. Поэтому, например, качественный кузбасский уголь с очень высокой теплотворной способностью сжигать здесь без негативных последствий для оборудования невозможно. Либо нужны затраты на реконструкцию котлов под такие угли, соизмеримые с новым строительством. В принципе ведь, жечь можно все, начиная с земли, кончая антрацитом, вопрос в том, какими силами, какими средствами это делать. Наиболее



ТЭЦ-3



Зал теплосети

экономичного режима и меньших затрат на производство энергии можно достичь, только сжигая проектные угли.

Мазут, который необходим в основном как растопочное топливо (как основное топливо нами он используется только на Сосновоборской ТЭЦ), мы закупаем на публичных торгах. При определении победителя учитываются ценовые параметры, условия поставок, объемы. Чаще всего нашим поставщиком выступает Ачинский НПЗ «Роснефти» и компания «ЛУКОЙЛ».

— А у тепловой энергетики, работающей на угле, есть перспективы? Западная Европа в последнее время отказывается от угля как энергогенерирующего сырья. В европейской части нашей страны большинство ТЭЦ также работают на газе, а на юге России используется мазут из-за близости к Каспийскому морю, где добывается нефть.

— В европейской части России газом отапливаться начали относительно недавно. Поначалу ТЭЦ работали на каменном угле. В топках горел бурый уголь из подмосковных месторождений, торф, сланцы. Впоследствии котлы были переоборудованы на работу с «голубым» топливом. Это дешевле, и с точки зрения экологии наносит меньше вреда окружающей среде. Сегодня тенденция обратная. Европа отказывается от угля, потому что мы предлагаем в избытке достаточно дешевый газ. Увеличивается транс-

портный поток газа в Европу, и у «Газпрома» практически исчерпан лимит газа для отечественной энергетики. Новые ТЭЦ переходят на уголь и мазут.

В среднем же мировой топливный баланс пока складывается в пользу как раз угля, он занимает более 60 %, в то время как газ — не более 25. Теперь, что касается вредных выбросов. Если говорить об окислах азота и серы, то их содержание в выбросах зависит, конечно, в первую очередь от качества угля. Но важная составляющая экологической безопасности — технология сжигания, состояние оборудования — топочного, золоулавливающего. Сегодня есть достаточно много разработок по улавливанию окислов серы, подавлению окислов азота уже в токе котла. И не скажу, что у нас показатели по выбросам хуже, чем в том же Кузбассе или на европейских станциях, сжигающих аналогичный уголь.

К сожалению, Европа, Америка, Япония, вообще весь мир, далеко шагнули в этом плане. Но мы пока не можем за ними угнаться — нет средств. У нас сейчас гораздо больше кричащих проблем, решение которых требует средств. Сегодня нам нужно менять порядка 1800 т поверхностей нагрева по котельному оборудованию на всех станциях Енисейской ТГК. Еще 2—3 года такой эксплуатации, и мы потеряем половину Назаровской ГРЭС, можем потерять мощности на других станциях. Похожая ситуация по тепловым сетям.

Существующая система тарифного регулирования не позволяет решить накопившиеся за десятилетия проблемы надежности. Но было бы неправильно винить в этом РЭК или ФСТ — они соблюдают баланс интересов энергетиков, населения, промышленности. Просто проблемы слишком долго копились! Настало время их решать.

Есть очень много энергосберегающих технологий, экологических технологий, которые позволяют быстро достичь эффекта, но на их внедрение нужны гигантские деньги. Сегодня мы стоим на пороге энергодефицита, нам нужно несколько миллиардов на достройку Красноярской ТЭЦ-3. Между тем приобретение и монтаж газоочистных установок для наших генерирующих объектов, существенно снижающих вредное воздействие на окружающую среду, стоит тех же миллиардов.

— Но в этом, в первую очередь, должны быть заинтересованы власти региона...

— Власть региона заинтересована в соблюдении баланса интересов производителей энергии и ее потребителей. Здесь есть тонкости. Мы все получили в наследство советское оборудование и советские технологии. В энергетике с начала 90-х годов мы срабатывали тот запас прочности, который заложили наши деды, и все это время, по сути дела, не вкладывали в энергетику. Посмотрите по динамике ввода мощностей, по динамике замены оборудования. Энергетики тащили на себе всю экономику России. Образовывалась прибыль за счет зажатия тарифов где угодно — в угольной отрасли, в нефтяной, металлургической. Прибыль просто вывозилась за рубеж, но не вкладывалась в энергетику. Нужно смещать точку прибыльности, и прибыль направлять в энергетику.

Сегодня мы работаем на изношенном оборудовании, а нужен план обновления, а где-то и реанимации, сопоставимый с планом ГОЭЛРО, нужна государственная программа. Конечно, власть заинтересована в энергетической безопасности, заинтересована в развитии энергетики, всех отраслей промышленности, ведь энергетика является становым хребтом экономики.

— В своем недавнем послании губернатор Александр Хлопонин заявил о создании центров по подготовке кадров для работы на новых промышленных объектах. Где сегодня куются кадры для краевой энергетики?

— Прежде всего, это теплоэнергетический факультет политехнического института, вошедшего в состав Сибирского федерального университета. Сегодня он готовит для нас необходимый спектр специалистов. Работает собственный центр по подготовке персонала. Персонал рабочих специальностей — слесари и сварщики — подготавливают в техникумах и училищах.

Достаточно тесно налажено сотрудничество научно-прикладного характера с Сибирским федеральным университетом. Идет работа по созданию методологического совета, который в будущем сформирует бы программу обучения, учитывая специфику нашей деятельности. Параллельно создан научно-производственный совет, который рассматривает перспективные направления в области технической политики и занимается фундаментальными исследованиями, проводимыми на базе СФУ.

Взаимодействие ведется постоянно. Кадры для красноярской энергетики нужны всегда. Так, только после ввода в эксплуатацию 1-го и 2-го блока ТЭЦ-3 и запуска Железнодорожной ТЭЦ нам потребуется около 1500 специалистов для работы на этих объектах.

— На таких сложных объектах, как ТЭЦ, особое внимание должно уделяться безопасности. Проводятся ли специальные учения для персонала?

— Вопросы безопасности — основа деятельности нашей компании. Это закреплено во всех наших документах и контролируется Ростехнадзором. Персонал компании регулярно проходит обучение, переподготовку и экзаменацию на знание основ безопасности производства. Проводятся противоаварийные и противопожарные учения с привлечением противопожарных формирований, служб ГОиЧС. Так, недавно на Назаровской ГРЭС прошли масштабные командно-штабные тренировки с имитацией пожара и задымлением.

— Какое влияние на окружающую среду оказывает работа ТЭЦ? Почему, на ваш взгляд, извлекать энергию из угля безопаснее, чем из ядерного топлива?

— Сегодня нигде в мире нет совершенных установок, которые позволяли бы держать в полной изоляции от внешнего мира радиоактивный топливный элемент. Поэтому к ядерному топливу сложилось настороженное отношение. Воздействия на окружающую среду от сжигания органического топлива менее значительны, и природа научилась с ними бороться. Даже выбросы СО и СО₂ менее токсичны с точки зрения воздействия на человека, чем радиационные выбросы. Но надо понимать, что уголь кончается, и мы постепенно придем к альтернативным источникам энергии.

— И в связи с этим напрашивается вопрос, каким вы видите будущее энергетики?

— В Европе на сегодняшний день все озабочены альтернативной энергетикой. В последнее время это связано с нехваткой ресурсов. Они начинают извлекать электричество из энергии солнца и ветра. Французы серьезно думают над реанимацией ядерных проектов на качественно новом оборудовании 5—6 поколения. Я думаю, что у нас в условиях Сибири будет развиваться гидроэнергетика и ядерная энергетика, возможности которой просто безграничны.

СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ВЫПУСКАЕТ ПЕРВЫЕ ОБРАЗЦЫ КРУ NEXIMA

15 ноября 2007 года на базе промышленной площадки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» (ОАО «СЗТТ») в Екатеринбурге состоялось торжественное мероприятие по случаю производства первых опытных образцов комплектных распределительных устройств серии NEXIMA по лицензии международной компании Schneider Electric на базе ОАО «СЗТТ».

Переговоры между ЗАО «Шнейдер Электрик» и ОАО «СЗТТ» о передаче лицензии на производство КРУ NEXIMA начались в 2006 году, а подписание лицензионного договора состоялось в начале 2007 г.

Серийное производство ячеек начено на первый квартал 2008 года. К этому моменту планируется завершить все сертификационные испытания и получить сертификат соответствия ГОСТ Р.

В рамках торжественного мероприятия состоялся совместный семинар на тему «Оборудование среднего напряжения компании Schneider Electric. Комплектные распределительные устройства 6—10 кВ NEXIMA», в котором приняли участие более 100 специалистов проектных институтов, промышленных предприятий и предприятий энергетики. Организаторами семинара выступили ЗАО «Шнейдер Электрик» и ОАО «СЗТТ». Вниманию участников была предложена не только техническая информация по устройству и основным параметрам ячейки NEXIMA и ее комплектующих — вакуумном выключателе Evolis и микропроцессорных реле защиты Sepam, но и представлены первые опытные образцы ячеек NEXIMA. Кроме того, специалисты СЗТТ рассказали о своем предприятии и обозначили дальнейшие пути развития.

www.schneider-electric.ru

КОМПАНИЯ «ТОРОИД»: РАЗРАБОТАН ЦИФРОВОЙ ПРИБОР КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ Ф4107

Компания «Тороид» совместно с ООО «НПП «САТУРН» разработала цифровой прибор контроля изоляции Ф4107.



**Г. Ф. Быстрицкий, профессор,
М. И. Трофимчук, инженер,
Московский энергетический
институт**

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГОЛОЛЕДОМ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

1. Общие положения

Отложения гололеда, изморози и мокрого снега представляют большую опасность для нормальной эксплуатации воздушных линий электропередачи (ВЛ). Они могут вызывать:

а) разрегулировку проводов и тросов и их сближение между собой;

б) сближение проводов и тросов при подскоке вследствие одновременного сброса гололеда;

в) интенсивную пляску, вызывающую короткие замыкания между проводами и между проводами и тросами, ожоги проводов и тросов, а в некоторых случаях повреждения линейной арматуры и креплений;

г) значительную перегрузку проводов и тросов и их обрывы;

д) разрушение опор в результате обрыва проводов и тросов при перегрузке от гололеда, когда возникающие неуравновешенные тяжения на опоры от оставшихся целыми проводов и тросов значительно превышают расчетные, а также при сочетании гололеда с сильным ветром;

е) перекрытие линейной изоляции ВЛ при таянии вследствие значительного снижения льдоразрядных характеристик изоляторов по сравнению с влагоразрядными характеристиками, по которым обычно выбирается необходимый уровень линейной изоляции.

Учитывая чрезвычайно тяжелый характер гололедных аварий, которые могут привести к обесточиванию целых районов, энергетиками разработан комплекс мероприятий

по борьбе с гололедом, в основу, которого положена плавка гололеда. Она позволяет удалить гололед на десятках километров линий в течение 0,5—1 ч, предупредить опасную перегрузку и ликвидировать пляску проводов.

Плавку гололеда следует начинать при достижении нормативных гололедно-ветровых нагрузок на проводах (табл. 1) и продолжающемся нарастании гололеда.

Чтобы обеспечить это требование на всех линиях, взаимосвязанных по режиму плавки гололеда, следует учитывать реальные нагрузки и направление гололедо-несущего потока по отношению к трассе ВЛ, поэтому на части линий плавку гололеда следует начинать заблаговременно. Очередность плавки определяется с учетом ответственности потребителей и наличия резервного питания.

При плавке на проводах следует проверить опасность их приближения к тросам после удаления гололеда. Перекрытия в подобных условиях особенно опасны, поскольку они концентрируются в одном и том же месте, и получающиеся ожоги приводят к значительному ослаблению прочности проводов и тросов.

Если перекрытия между проводами и тросами оказываются возможными, то для их предупреждения должна быть проведена плавка гололеда на тросах до плавки гололеда на проводах.

При проверке расстояния между проводами, свободными от гололеда, и обледененными тросами учитывается возможность асинхронного раскачивания. Расчет должен

Таблица 1
Нормативная толщина стенки гололеда b_3
для высоты 10 м над поверхностью земли

Район по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда b_3 , мм
I	10
II	15
III	20
IV	25
V	30
VI	35
VII	40
Особый	Выше 40

быть произведен для скорости ветра, принимаемой в качестве расчетной при гололеде в данной местности. При этом рассматривается самое неблагоприятное взаимное положение провода и троса.

Плавка гололеда на тросах должна проводиться также при ожидаемом потеплении, если возникает опасность перекрытий проводов с тросами при естественном опадении гололеда с линии, поскольку в первую очередь освобождаются от гололеда провода.

Для своевременного предупреждения об опасных нагрузках от гололеда должны проводиться специальные наблюдения. С этой целью заранее должны быть определены контрольные точки на линии, подвергающиеся сильному обледенению, где может быть гололед с толщиной стенки 15 мм и более (обычно в наиболее возвышенных местах трассы), по которым можно судить об опасности гололедообразования. На этих участках рекомендуется устанавливать автоматические сигнализаторы, которые передают на подстанцию сигнал о появлении гололеда определенного веса в пролетах, подверженных сильному обледенению.

Плавка гололеда на линиях, подверженных пляске, служит для удаления одностороннего осадка, обуславливающего аэродинамическую неустойчивость провода и пляску при поперечном к линии ветре достаточной силы (более 8 м/сек). Величина опасного гололеда невелика, и он образуется очень быстро.

Успешное проведение плавки требует быстрой и оперативной работы по ее организации. Как правило, схема плавки гололеда должна вводиться в работу не позднее, чем за 1,0 ч после команды диспетчера о применении плавки. Сборка и разборка схем плавки гололеда производится по специальным программам, предусматривающим выдачу диспетчером комплексных оперативных заданий с учетом максимально возможной одновременности производства операций.

2. Ток и время плавки гололеда на проводах и тросах линий электропередачи

При определении токов и времени плавки необходимо учитывать энергию на расплавление льда, на теплоотдачу в окружающую среду и на нагрев провода до температуры, при которой может начаться плавление льда.

Плавку гололеда следует производить возможно большими токами, что позволяет быстрее завершить ее и восстановить нормальную схему работы сети. Одновременно это способствует уменьшению затрат электроэнергии на плавку, поскольку энергия, отдаваемая в окружающую среду, непосредственно зависит от длительности обогрева.

Режим плавки гололеда должен выбираться по наиболее обледенелому участку линии, поэтому плавка будет продолжаться и тогда, когда в местах с меньшей толщиной стенки гололед освободит провода, и они начнут интенсивно нагреваться. При неравномерном обледенении линии могут встречаться участки, на которых гололед вообще не образовался. Поэтому предельный ток плавки гололеда должен выбираться с учетом нагрева провода (троса), на котором не было гололеда.

Допустимая температура нагрева провода определяется двумя условиями:

- сохранением механической прочности провода (табл.2);
- приближением во время плавки провода к земле или пересекаемым объектам.

В соответствии с п. 8.17, на время плавки, с учетом ее кратковременности, возможно снижение наименьших расстояний от проводов ВЛ до поверхности земли и до пересекаемых объектов на 1,0 м по сравнению с установленными Правилами устройства электроустановок. Данные расстояния представлены в табл. 3.

Таблица 2

Допустимая температура нагрева проводов при плавке гололеда по условию механической прочности проводов

Провода	Допустимая температура нагрева проводов, °C	
	Длительный режим	Повторно-кратковременный режим
Алюминиевые	90	120
Медные	90	120
Сталеалюминиевые	100	130
Из алюминиевого сплава АЖ, АН	80	100

Наименьшие расстояния между проводами ВЛ и землей или пересекаемым объектом, допустимые на время плавки

Объект, пересекаемый ВЛ	Расстояние до объекта, м, для ВЛ напряжением, кВ				
	35—110	220	330	500	750
Поверхность земли: ненаселенная местность населенная местность	5	6	6,5	7	11
	6	7	10	14,5	22
Производственные здания и сооружения	2—3	4	6,5	7	11
Провода ЛС* и ЛПВ**	2	3	4	4	—
Железные дороги широкой колеи	5	5,5	6	—	—
Покрытие проезжей части автомобильных дорог	6	7	7,5	8,5	15
Провода контактной сети или несущие тросы трамвайных и троллейбусных линий	2	3	4	4	—
Суда (максимальный габарит) или сплавы	1	2	2,5	3	4,5
Уровень высоких вод*** несудоходных участков рек и водоемов	4,5	5,5	6	6,5	9
Трубопроводы и канатные дороги	3	4	5	7	11

* — линии связи Министерства связи РФ и других ведомств, а также линии сигнализации Министерства путей сообщения;
 ** — линии проводного вещания;
 *** — наименьшее расстояние обеспечивает пропуск плавающих средств высотой до 3,5 м.

Для расчета требуемого тока и времени плавки в длительном режиме существуют определенные формулы, но на практике для определения требуемых значений токов при различной длительности плавки чаще пользуются расчетами, результаты которых сведены в графики зависимостей времени плавки изморози и гололеда от величины тока.

На рис. 1 представлены зависимости времени плавки цилиндрического гололеда от тока для провода марки АС 70/11. Цифры около кривых означают: в числителе — температура воздуха, °С; в знаменателе — скорость ветра, м/с.

В случае, когда гололед захватывает ограниченную часть сети, применяют профилактический нагрев. При профилактическом нагреве проводов повышают токовую нагрузку линии до величины, при которой отложение гололеда на проводах не происходит. Для этого необходимо, чтобы температура провода при гололедообразовании была выше 0 °С. Практика показывает, что наиболее успешное применение профилактического нагрева происходит при температуре воздуха около 0 °С и ветрах со скоростью 1—2 м/с.

Ток профилактического нагрева может быть рассчитан по специальным формулам с учетом температуры провода, равной +1 °С или по графикам зависимостей токов проводов при различных температурах воздуха и скоростях ветра. На рис. 2 приведена такая зависимость для провода АС 95/16.

3. Схемы плавки гололеда

Схемы плавки гололеда должны быть простыми и надежными. Необходимо обеспечить быструю сборку схемы и вос-

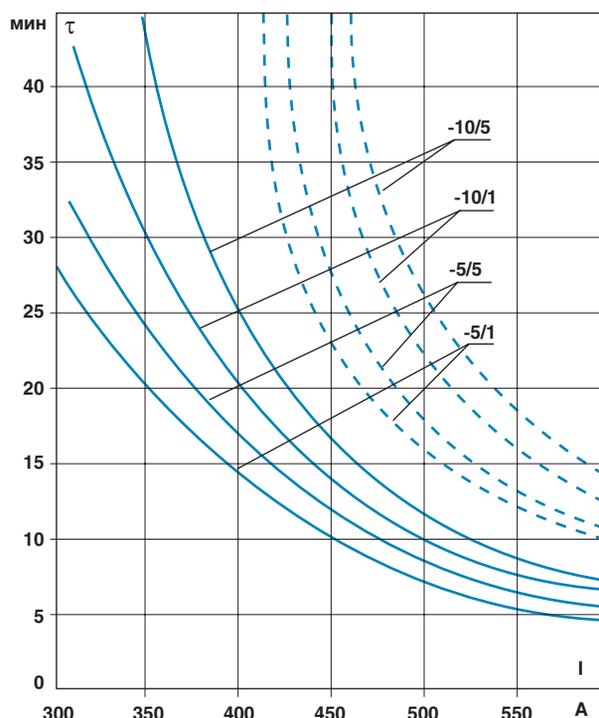


Рис. 1. Зависимость времени плавки гололеда ($\gamma = 0,9$) от тока для провода

АС 70/11:

— dg. м = 3 см — диаметр гололедной муфты;

- - - dg. м = 5 см.

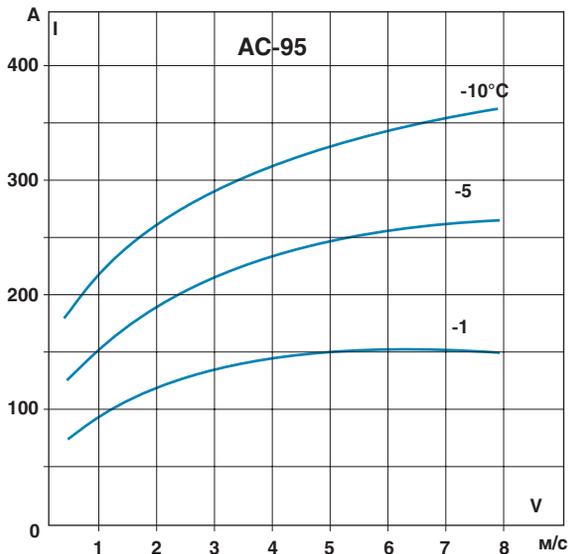


Рис. 2. Токи в проводе АС 95/16, препятствующие образованию гололеда

становление нормальной работы сети. Для выполнения этих требований должны быть смонтированы специальные перемычки и установлены дополнительные выключатели и разъединители. Схема плавки должна лишь в минимальной степени нарушать режим работы сети и снижать качество электроэнергии, подаваемой потребителю.

Для плавки гололеда может применяться как переменный, так и постоянный ток. В тех случаях, когда имеются технические возможности применения переменного тока, его использование является наиболее оправданным, несмотря на то, что постоянный ток позволяет снизить требуемые для плавки мощность и напряжение по сравнению с полной мощностью и напряжением, требуемыми при переменном токе.

Постоянный ток должен применяться в тех случаях, когда применение переменного тока невозможно или сопряжено с большими трудностями с точки зрения режима энергосистемы и надежности ее работы в период плавки гололеда, а также, когда плавка переменным током требует установки дополнительного оборудования (например, трансформаторов, специально предназначенных для плавки, со стандартным или нестандартным номинальным напряжением). В таких случаях род тока для плавки гололеда выбирается на основе технико-экономического сравнения вариантов.

3.1. Плавка гололеда переменным током

1. Плавка гололеда коротким замыканием. При плавке

гололеда по способу короткого замыкания обогреваемая линия закорачивается с одного конца, а с другого к ней подводится напряжение, достаточное, чтобы обеспечить протекание по проводам требуемого для плавки тока (рис. 3).

Плавка гололеда может проводиться по способу:

- а) трехфазного короткого замыкания;
- б) двухфазного короткого замыкания;

в) однофазного короткого замыкания, при последовательном соединении проводов всех фаз — схема «змейка».

Метод трехфазного короткого замыкания является простым, удобным, поскольку плавка гололеда производится сразу на всех фазах.

При применении способа двухфазного короткого замыкания плавка гололеда на линии производится сначала на двух фазах, а затем на третьей в сочетании с одним из освобожденных от гололеда проводов. Этот способ требует вдвое больше времени, чем при трехфазном коротком замыкании. Он применяется только в случае дефицита трансформаторной мощности, так как при том же напряжении ток плавки снижается на 14% по сравнению с плавкой по способу трехфазного КЗ.

Схему «змейка» следует применять на коротких линиях, когда имеющиеся напряжения слишком велики для плавки по методу трехфазного короткого замыкания.

2. Плавка гололеда уравнительными токами. Способ плавки уравнительными токами (способ встречного включения фаз) заключается в том, что на одном конце провода обогреваемой линии присоединяются к фазам А, В и С на другом — соответственно к фазам В, С и А или С, А и В (рис. 4). Таким образом, на обогреваемую линию подается не фазное напряжение источника тока плавки гололеда, как при способе короткого замыкания, а линейное. Это позволяет увеличить длину линий, на которых производится плавка гололеда, на 70% или увеличить ток плавки.

Плавка гололеда уравнительными токами может применяться для линий, расположенных между соседними подстанциями, имеющими связи по линиям высокого напряжения (наиболее распространенный случай), при

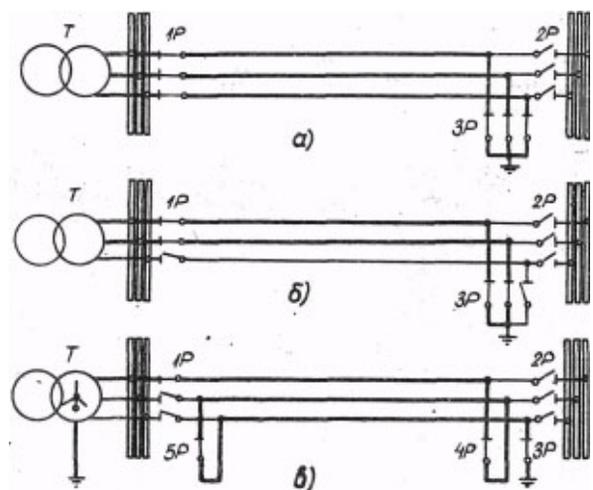


Рис. 3. Схема плавки гололеда способом короткого замыкания:

- а** — трехфазное короткое замыкание;
- б** — двухфазное короткое замыкание;
- в** — схема «змейка»;

Т — трансформатор; **1Р...5Р** — разъединители

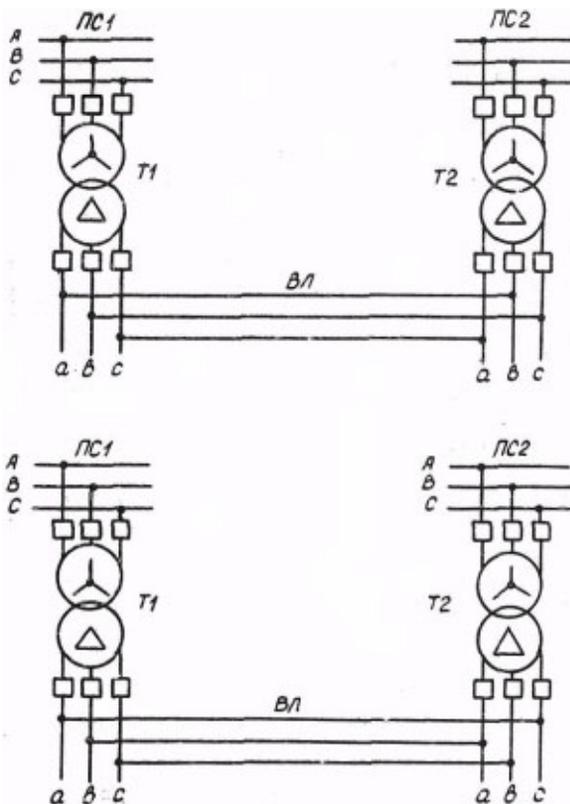


Рис. 4. Схема плавки гололеда по способу встречного включения фаз

параллельных линиях, а также в кольце. При этом по условию качества напряжения в работе могут оставаться потребители, подключенные к питающим шинам или удаленные от них на расстояние до 100% длины обогреваемой линии.

3. Плавка гололеда перераспределением нагрузок. Токовая нагрузка обогреваемой линии повышается путем перераспределения нагрузки в сети до требуемого (для осуществления плавки) значения. Перераспределение нагрузки достигается путем:

а) повышения нагрузки станций, передающих энергию через обогреваемую линию;

б) повышения нагрузки подстанций, питаемых по обогреваемой линии путем переключений в сети более низкого напряжения;

в) отключения части линий, в результате которого повышается передаваемая мощность по обогреваемой линии. Практически с этой целью отключают параллельную с обогреваемой линией или прибегают к разрезанию колец.

Основным преимуществом данного способа плавки гололеда является сохранение обогреваемой линии в нормальной эксплуатации при ее номинальном напряжении. Однако осуществить необходимое для плавки значительное повышение токовых нагрузок не во всех случаях оказывается практически возможным. Кроме того, оно обычно требует отключения других линий и сопровождается неко-

торым понижением напряжения в части сети, примыкающей к обогреваемой линии.

4. Плавка гололеда наложением токов. При этом способе на рабочий ток накладывается дополнительный ток, создаваемый в контуре, частью которого является обогреваемая линия. Для этого в контур включается источник ЭДС, величина и фаза которой подбираются таким образом, чтобы увеличить ток до требуемого значения.

Для наложения токов могут быть использованы параллельные линии и кольцевые участки сети (рис. 5).

При параллельных линиях и в кольцевых сетях для наложения тока наиболее целесообразно использовать вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ) с соответствующим уровнем изоляции, включая их в расщепку кольцевой сети. ВДТ позволяют регулировать величины продольной и поперечной ЭДС и тем самым обеспечить оптимальный режим плавки.

Следует отметить, что наиболее надежной и практичной схемой плавки гололеда является плавка коротким замыканием, поскольку она делает маловероятными ошибки при производстве переключений и позволяет быстро собрать схему.

Для профилактического нагрева следует прибегать к способу перераспределения нагрузок и наложения токов, так как для данного нагрева не требуются столь больших значений тока, как при плавке на ВЛ со сплошным обледенением.

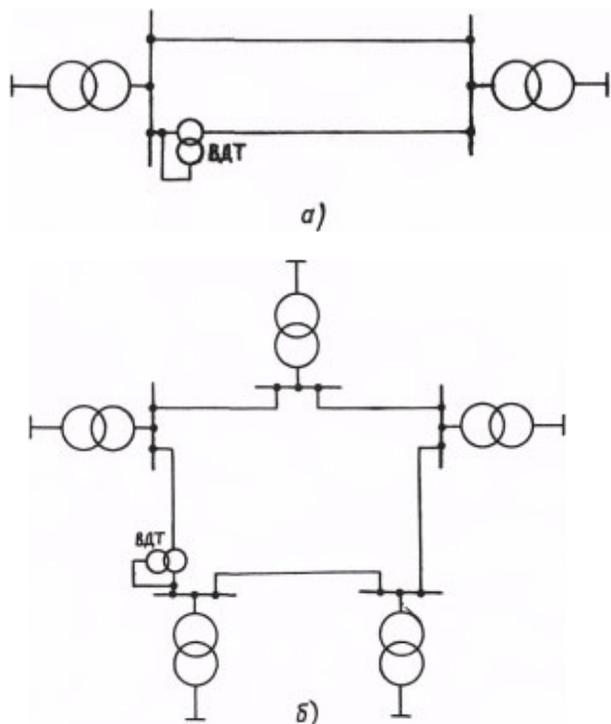


Рис. 5 — Схемы плавки гололеда по способу включения ЭДС в контур:

а — при параллельных линиях;

б — при кольцевой сети

3.2. Плавка гололеда постоянным током

При данном способе борьбы с гололедом применяют специальные установки плавки гололеда (УПГ) постоянным током, выполненные на базе неуправляемых выпрямительных мостов (ВМ) или управляемого шестиполюсного выпрямителя. В первом случае возможен лишь дискретный выбор тока плавки за счет изменения числа УПГ и схемы соединения проводов ВЛ. Управляемые выпрямительные установки имеют ряд преимуществ перед неуправляемыми, основными из которых являются:

- возможность плавного регулирования тока плавки за счет применения тиристорных преобразователей, что существенно расширяет диапазон параметров ВЛ, на которых необходимо плавить гололед;
- отпадает необходимость согласования параметров линии и установки;
- повышается оперативность плавки, что важно в гололедной обстановке;
- облегчается работа коммутационной аппаратуры в рабочих, переходных и аварийных режимах.

Наибольшее распространение получили схемы плавки гололеда на проводах ВЛ с соединением проводов по схеме «змейка», «провод—провод», «провод—два провода» и «провод—земля».

Для быстрого удаления гололеда с линии желательно осуществлять плавку одновременно на трех фазах по схеме «змейка», однако, при использовании этой схемы

должно быть обеспечено достаточно низкое сопротивление заземления.

При плавке по двум фазам («провод—повод») затрачивается примерно в два раза больше времени, чем при плавке по трем фазам, но зато не требуется устройства специальных заземлений. Эта схема не оказывает практического влияния на установки связи.

Схема пофазной плавки с возвратом тока через две другие фазы требует еще большего времени для завершения плавки гололеда на линии, но по сравнению с плавкой по двум фазам позволяет увеличить длину обогреваемого участка на 40% при прочих равных условиях. Схема также не требует устройства специальных заземлений и не оказывает влияния на связь.

Пофазная плавка с возвратом тока через землю при низком сопротивлении заземления позволяет увеличить длину обогреваемой линии примерно вдвое по сравнению с плавкой по двум фазам.

4. Современные установки плавки гололеда постоянным током

1. Неуправляемые УПГ.

ВУКН-1200—8000У1; ВУКН-1200—14000У1; ВУКН-1600—14000У1.

ЗАО «Саранский опытный завод».

Условное обозначение типа установки расшифровывается следующим образом:

Таблица 4

Технические характеристики
ВУКН-1200—8000У1; ВУКН-1200—14000У1; ВУКН-1600—14000У1:

Наименование показателей	ВУКН-1200 - 8000У1	ВУКН-1200 - 14000У1	ВУКН-1600 - 14000У1
Питающая сеть:			
Напряжение, В	6000	10 000	10 000
Частота, Гц	50	50	50
Число фаз	3	3	3
Питающая сеть системы управления:			
Напряжение, В	380	380	380
Частота, Гц	50	50	50
Число фаз	3	3	3
Напряжение постоянное, В	220	220	220
Выходные параметры			
Напряжение, В	8000	14 000	14 000
Ток, А	1200	1200	1600
Сверхток в течение 20 секунд, %	125	125	125
Расчетный КПД не менее, %	99,4	99,6	99,6
Срок службы, лет	25	25	25
Ресурс, ч	10 000	10 000	10 000

Технические характеристики ВУПГ-14/1000

Наименование параметра	Величина
Номинальная мощность выпрямителя, МВт	14
Номинальный выпрямленный ток, А	1000
Диапазон изменения выпрямленного тока, А	
— максимальное значение	1000
— минимальное значение	100
Количество тиристорных модулей, шт.	6
Тип тиристора	T273—1250—32
Количество последовательно соединенных тиристоров в модуле, шт.	8
Диапазон изменения угла регулирования α , эл. град	3...100
Мощность вентилятора охлаждения, не более, кВт	3,0
Мощность нагревателя для прогрева и просушки внутреннего оборудования, не менее, кВт	3,0
Габаритные размеры, мм	2350/2320/5900
Масса установки, не более, т	4
Ориентировочная стоимость разработки и изготовления, млн рублей	6

ВУ — выпрямительная установка,
 К — на кремниевых вентилях,
 Н — для нагрева,
 1200, 1600 — номинальный выпрямленный ток, А,
 8000, 14000 — номинальное выпрямленное напряжение, В,
 У — климатическое исполнение,
 1 — категория размещения,
 Установка рассчитана на следующие условия эксплуатации:

- температура окружающей среды от -25 до $+15$ °С,
- верхнего значения относительной влажности воздуха до $95 \pm 3\%$.

2. Управляемые УПГ.

ВУПГ-14/1000

ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург.

В — выпрямительная,

У — установка,

П — плавки,

Г — гололед,

14 — номинальное выпрямленное напряжение, кВ,

1000 — номинальный выпрямленный ток, А.

Основные технико-экономические параметры на примере одной из разработок ОАО НИИПТ — ВУПГ-14/1000 приведены ниже в 5.

5. Разработки фирмы ОРГРЭС для защиты проводов и грозозащитных тросов от воздействий гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях

Форма и масса гололедно-изморозевых отложений зависит от крутильной жесткости провода и грозозащитных

тросов. Так как изморозь образуется с наветренной стороны, то при направлении ветра поперек линии провод получает эксцентричную вертикальную нагрузку. Постепенно нарастая с одной стороны до больших размеров, изморозь своим весом вызывает закручивание провода. При закручивании провода изморозь распространяется уже на большую часть его поверхности, образовывая гололедно-изморозевые отложения в виде муфты. Наиболее эффективное средство по борьбе с таким видом гололедообразования — это придание проводу большей жесткости на кручение, при которой гололед откладывается с одной стороны провода, что резко снижает его массу, а при наличии плавки гололеда повышается эффективность борьбы с гололедообразованием в несколько раз. Однако односторонний гололед благоприятствует возникновению пляски проводов.

Теоретические и экспериментальные исследования показали, что технические решения по борьбе с пляской и отложениями гололеда могут быть найдены при применении комплексных устройств — ограничителей, позволяющих одновременно гасить вибрацию и пляску проводов и ограничивать величину гололедообразования до размеров, не превышающих расчетных значений. Испытания в лабораторных условиях и эксплуатация этих устройств на действующих линиях подтвердили это положение.

Принцип работы ограничителей как комплексных устройств заключается в следующем:

- защита от сверхрасчетного гололеда — за счет увеличения жесткости провода на кручение при установке грузов на рычаге (к ним относятся маятниковые гасители), что предотвращает закручивание провода при отложении гололеда, первоначально нарастающего с наветренной стороны. Гребешок гололеда за счет повышенной жесткости

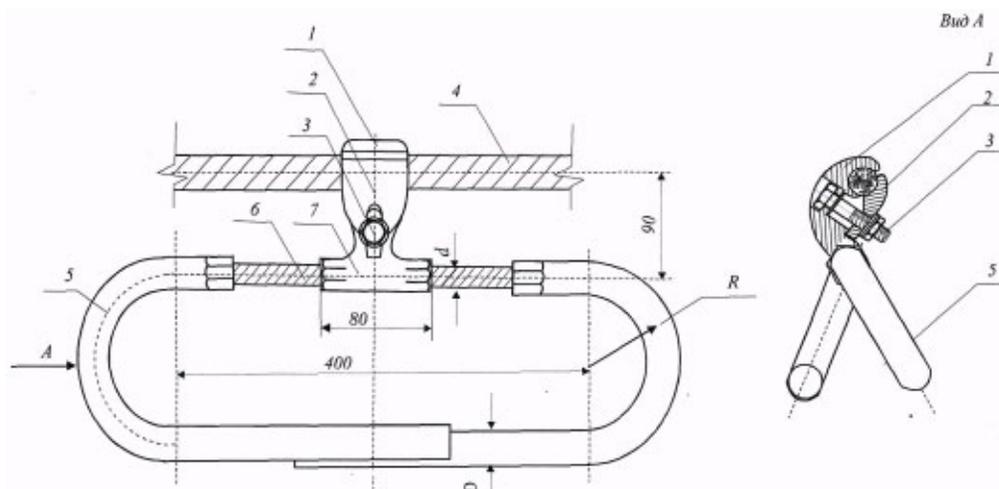


Рис. 6. Ограничитель гололедообразования и колебаний проводов и тросов ВЛ типа ОГК:
1 — захват зажима; 2 — плашка зажима; 3 — крепежный болт; 4 — провод; 5 — груз; 6 — упругий элемент; 7 — зажим ограничителя

провода на кручение приобретает более вытянутую форму в сторону аэродинамического потока. Отложения такого вида с резко выраженной эксцентричной формой либо осыпаются по мере их роста (при положительной температуре провода), либо постепенно прекращают свой рост (при отрицательной температуре), при этом предотвращается образование массивных гололедных муфт цилиндрической формы;

- защита от пляски проводов — за счет неравномерной установки ограничителей в пролете, в результате чего гололед откладывается в подпролетах разной формы и с разными аэродинамическими характеристиками, а также из-за того, что момент инерции ограничителя за счет удлиненного рычага и масс грузов в десятки раз превышает момент инерции провода с гололедом и этим расстраивает его частотные характеристики;

- защита от вибрации — за счет использования в конструкции ограничителей элементов гасителя вибрации Стокбриджа (грузов, гибких элементов из тросиков и др.) при тех же соотношениях геометрических размеров и масс. Для увеличения его эффективности в режиме работы гасителя вибрации нижние консоли грузов располагают на расстоянии не более 10—20 мм

(угол между осями грузов не более 10°), что приводит их к соударению между собой и дополнительному гашению вибрации.

Для защиты одиночных проводов и грозозащитных тросов от всех видов колебаний и гололеда предлагаются четыре типоразмера ограничителей типа ОГК. Марка ограничителей, количество в пролете и места их установки выбираются в зависимости от диаметра провода и длины пролета.

Ограничитель выполняется в виде двух грузов, установленных на консолях гибкого элемента из 19-жильного оцинкованного тросика (рис. 6). По середине элемента установлен зажим для крепления ограничителя к проводу. Грузы из круглой стали выполнены в виде полуокружности с консолями разной длины. Верхняя консоль, предназначенная для крепления гибкого элемента, короче нижней консоли. Основные геометрические размеры приведены в табл. 6.

В целях унификации производства ограничителей предусматривается применение грузов массой 1, 3, 5 и 7 кг. Количество ограничителей, устанавливаемых в пролете ВЛ зависит от крутильной жесткости провода, длины пролета, диаметра стального сердечника и провода в целом.

Таблица 6

Основные геометрические размеры ограничителей гололедообразования и колебаний типа ОГК

№ п/п	Марка ограничителя	Диаметр провода, на который устанавливается ограничитель, мм	Диапазон частот для данного типа провода и каната, Гц	Основные параметры ограничителя			
				d, мм	D, мм	R, мм	Масса грузов, кг
1.	ОГК-1,0—9,1	7,8—21	12—70	9,1	14	75	0,5
2.	ОГК-3,0—11	7,8—21/21,1—28	10—55	11	18	100	1,5
3.	ОГК-5,0—13	22,1—28/28,1—38	8—50	11	24	100	2,5
4.	ОГК-7,0—13	28,1—38	5—35	13	28	100	3,5

<< 13

Прибор предназначен для непрерывного контроля сопротивления изоляции и сигнализации при его снижении ниже установленного уровня (уставки) в сетях переменного тока и других электроустановках с изолированной нейтралью, находящихся под напряжением 220 или 380 В частотой 50, 60 или 400 Гц.

Область применения цифрового прибора контроля изоляции Ф4107 распространяется на любые передвижные и стационарные электроустановки с изолированной нейтралью, в том числе и станции управления погружными насосами нефтяных скважин типа ШГС и КТППН при наличии в них емкостно-омических делителей, согласующих входное напряжение прибора с напряжением погружного электрооборудования.

Условия эксплуатации прибора контроля изоляции:

- температура окружающего воздуха — от -45 до +45 °С;
- относительная влажность воздуха — до 98 % при температуре +25°С;
- исполнение прибора — пылезащитенное, брызгозащитенное.

Новый прибор выполнен в герметичном литом алюминиевом корпусе на базе современных электронных компонентов от известных мировых производителей. Все устройства прибора, включая источники питания и выходные разъемы, размещены на одной печатной плате, легко извлекаемой из корпуса для обслуживания и ремонта.

В приборе контроля изоляции Ф4107 сохранены следующие основные технические характеристики и функциональные возможности приборов Ф4106М-01 и аналогичных:

- Диапазон напряжения питания, В 220 +15% — -30%.
- Время отпущения релейного устройства (РУ), с, — не более 0,1.
- Оперативный ток (через измеряемое сопротивление Rx), мА, — не более 0,6.
- Входное сопротивление, кОм, — не менее 300
- Два переключающих контакта РУ на выходе прибора.
- Светодиодная индикация состояния РУ.
- Аналоговый выход на стрелочный прибор.

Кроме того, новый прибор имеет ряд существенных преимуществ, позволяющих не только заменить старые приборы во всех применениях, но и использовать

23 >>

В настоящее время на воздушных линиях электропередачи находятся в эксплуатации ограничители гололедообразования типа ОГК в количестве более 5000 шт. (МЭС Юга, МЭС Урала и др.). На этих линиях прекратились отключения при пляске от схлестывания проводов с грозозащитным тросом, а пляска возникала с малыми амплитудами, не приводящими к авариям.

6. Применение фторопластовых поверхностных покрытий для снижения массы гололедно-изморозевых отложений на проводах и грозозащитных тросах

К инновационным пассивным методам борьбы с гололедом на ВЛ можно отнести сплошное поверхностное покрытие проводов материалами, обладающими низкой степенью адгезии и препятствующими образованию прочного соединения гололедно-изморозевых отложений с поверхностью проволок верхнего повива проводов и грозотросов. Первые опыты покрытия проводов полиэтиленовым материалом показали невысокую способность данного покрытия сопротивляться гололедообразованию и достаточно высокую прочность скрепления гололеда с поверхностью покрытия.

Предложение МЭС Центра заключается в применении фторопласта в качестве материала для сплошного поверхностного покрытия сталеалюминиевых и стальных проводов.

Испытания способности сплошного фторопластового покрытия снижать максимальные величины гололедно-изморозевых отложений на стальных грозотросах и определения сил сцепления этих отложений с поверхностью фторопластового покрытия были выполнены силами служб линии МЭС Центра и Московского ПМЭС на территории Московского ПМЭС.

В качестве опытного образца был смонтирован новый стальной трос С 70 длиной более 5 м на высоте 1,5 м над поверхностью земли. После установки опытного образца внешняя поверхность проволок верхнего повива для повышения качества эксперимента была специально очищена с помощью бензина и ветоши. Сплошное фторопластовое поверхностное покрытие было получено с помощью плотной повитковой намотки фторопластовой пленки марки Ф-4 ЭН толщиной 0,1 мм и шириной 50 мм. Имитация гололедной ситуации производилась с помощью распыления воды с температурой около 5—6 °С бытовым распылителем с расстояния 0,3—0,4 м до троса. Температура окружающего воздуха в момент распыления воды составляла -14, — 15 °С. Скорость юго-западного ветра, направленного под углом 60° к оси опытного образца троса С 70, составляла 7—10 м/с.

Для сравнения величин и характера гололедно-изморозевых отложений на тросе С 70 последовательно фиксировались этапы появления и развития отложений на участке стального троса со сплошным фторопластовым покрытием и незащищенной поверхности троса.

На защищенном тросе отчетливо видны этапы образования гололедно-изморозевых отложений по поверхности фторопластового покрытия. Процесс образования отложений на фторопластовом покрытии начинается с оседания в некоторых местах поверхности фторопластового покрытия, которые обладают по сравнению со средними для всей поверхности покрытия повышенными свойствами адгезии, мелких капель воды, замерзающих в течение нескольких секунд. При дальнейшем распылении воды на поверхности покрытия не происходит появления новых центров образования новых водяных и ледяных капель, а наблюдается рост величины ледяных капель, образовавшихся ранее. По мере достижения ледяными каплями определенной величины они начинают сливаться между собой, образуя сплошное покрытие. Прочность образовавшегося сплошного гололедно-изморозевого отложения невысокая, силы сцепления отложения с поверхностью покрытия малы, в результате чего образовавшееся в результате эксперимента сплошное гололедно-изморозевое отложение легко снимается без остатка с помощью рукавицы.

На незащищенном стальном тросе процесс образования гололедно-изморозевых отложений начинается со сплошной смачиваемости всей верхней поверхности проволок верхнего повива, затекания воды между проволоками верхнего повива и образования прочно сцепившегося с поверхностью проволок верхнего повива тонкого сплошного ледяного цилиндра, удалить который с помощью рукавицы не представляется возможным. При дальнейшем распылении воды происходит увеличение толщины отложений с сохранением прочности сцепления с поверхностью стального троса и средней плотности отложений (рис. 7).



Рис. 7. Образование прочного сплошного ледяного образования на стальном тросе

В результате проведенного эксперимента установлено, что сцепление гололедно-изморозевых отложений и поверхности фторопластового покрытия на опытном образце стального троса С 70 слабое и прочного слоя льда не образуется, так как при колебании проводов первоначальные отложения опадают.

В настоящее время МЭС Центра (Москва) и ЗАО «РОСИЗОЛИТ» (Санкт-Петербург) предпринимают усилия по разработке технологии и созданию опытных образцов стальных и сталеалюминиевых проводов со сплошным фторопластовым покрытием толщиной 0,2 мм с учетом некоторых физических особенностей фторопласта, в число которых входит отсутствие жидкого агрегатного состояния. Данные образцы предполагается использовать при полевых испытаниях с целью оценки способности снижения с помощью фторопластового покрытия величин гололедно-изморозевых отложений на проводах и грозотросах. Кроме антигололедных свойств сплошное поверхностное фторопластовое покрытие обеспечивает для стальных и сталеалюминиевых проводов надежную защиту от воздействия атмосферной влаги и агрессивных веществ, что позволит увеличить срок службы грозотросов и проводов ВЛ.

В заключение отметим, что вопросы борьбы с гололедом на ВЛ остаются открытыми уже более полувека. Проблемы образования гололеда, обрывов линий и перебоев электроснабжения до сих пор чрезвычайно остры и актуальны для III и более высоких районов по гололеду нашей страны. Вот почему, наряду с проверенной и отточенной методикой плавки гололеда, большой интерес вызывает современное оборудование и перспективные разработки в борьбе с гололедом на воздушных линиях электропередачи.

Литература

1. Руководящие указания по плавке гололеда на воздушных линиях электропередачи. — М.: Союзтехэнерго, 1983.
2. Правила устройства электроустановок. Изд. 7-е, 2002.
3. Разработки ОРГРЭС для защиты проводов и грозозащитных тросов от воздействий гололедно-ветровых нагрузок на ВЛ/инж. Каверина Р. С./Электро-info, № 1, 2005.
4. Предложения по применению фторопластовых поверхностных покрытий для снижения массы гололедно-изморозевых отложений на проводах и грозозащитных тросах/Седунов В.Н., Началов А.В., Царанов Н.Г., Трофимов СВ., Черноусов С. А., МЭС Центра — Филиал ОАО «ФСКЭС»//Электро, № 5, 2005.
5. Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Приказ № 284 от 30 июня 2003 г. Министерства энергетики РФ.
6. Установки для плавки гололеда: Каталог/Саранский опытный завод, 2007.
7. Разработки: Каталог/«Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения, 2007.

его в системах сбора данных и различных устройствах автоматического управления.

Таковыми преимуществами являются:

- Применение микроконтроллера, что позволяет путем перепрограммирования адаптировать возможности прибора для нужд конкретного заказчика. Например, установить любой набор уставок по сопротивлению изоляции, любую задержку повторного включения реле после отпущания, любое количество повторных включений до блокировки, любое значение сопротивления, при котором происходит повторное включение и др.
- Расширенный, от -45 до $+85^{\circ}\text{C}$, диапазон рабочих температур за счет встроенного устройства подогрева.
- Повышенная, не хуже 1%, точность измерения сопротивления изоляции во всем диапазоне рабочих температур и питающих напряжений.
- Гарантированная, не хуже 0,1%, точность временных интервалов во всем диапазоне рабочих температур и питающих напряжений.
- Расширенный, от 1 кОм до 10 МОм, диапазон измеряемых сопротивлений.
- Увеличенное до 16 число уставок отпущания реле по сопротивлению изоляции, задаваемых с помощью 4 переключателей на внешнем разъеме.
- Значительное, до 6 ВА с цифровой светодиодной индикацией и до 4 ВА — без, уменьшение потребления электроэнергии за счет применения импульсных источников питания.
- Наличие, в соответствии с пожеланиями заказчика, цифрового интерфейса, либо типа RS-232, либо типа RS-485.
- Расширенные возможности вывода визуальной информации. Кроме стрелочного прибора информация о величине измеренного сопротивления изоляции может выводиться на цифровой 4-рядный светодиодный индикатор, и (или) на светодиодную шкалу. Причем, связь прибора с этими устройствами, включая питание, осуществляется по 4-проводам.
- Наличие аналогового выхода по напряжению, гальванически развязанного от измерительной схемы, который может использоваться, либо для управления стрелочным прибором, либо как стандартный аналоговый сигнал 0—10 В в системах автоматики.
- Наличие стандартного 4—20 мА аналогового выхода по току для использования в системах автоматики.



Ю. Д. Сибикин

ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

При эксплуатации воздушных линий электропередачи (ВЛ) необходимо проводить техническое обслуживание и капитальный ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

К техническому обслуживанию относятся работы по систематическому и своевременному предохранению отдельных конструкций и деталей от преждевременного износа путем периодических измерений и устранения мелких повреждений и неисправностей. К таким работам относятся осмотр линии, проверка и подтяжка болтовых соединений и гаек анкерных болтов на металлических и железобетонных опорах, проверка тяжения в оттяжках, чистка изолинии.

В объем ремонтных работ включается устранение всех неисправностей, выявленных, но не устраненных при текущих и внеочередных осмотрах, профилактических проверках и испытаниях: выправка и усиление опор, замена опор и их деталей, заделка трещин в железобетонных опорах, окраска и осмоление подножников, повторное антисептирование частей деревянных опор, замена изоляторов и деталей линейной арматуры, чистка изоляторов, ремонт и замена проводов, восстановление нумерации опор, платков и др.

Объем ремонтных работ по каждой линии определяется с учетом записей, сделанных в журнале дефектов. Капитальный ремонт ВЛ проводится в сроки, устанавливаемые в зависимости от конструкции ВЛ, технического состояния ее элементов и условий эксплуатации (природные условия, агрессивность атмосферы и грунтовых вод, состояние грунтов и др.), но не реже, чем 1 раз в 3—6 лет.

Общее число заменяемых опор при очередном капитальном ремонте не должно превышать 30% от общего числа опор на линии. Сплошная замена опор при этом не должна превышать 15% протяженности линии.

При приеме в эксплуатацию новой ВЛ строительная организация должна передать предприятию-заказчику техническую документацию в объеме требований «Правил приемки в эксплуатацию законченных строительством линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» и «Правил приемки в эксплуатацию электрических сетей напряжением 20 кВ и ниже, сельских силовых и осветительных электроустановок».

Порядок сдачи-приемки в эксплуатацию вновь сооруженных ВЛ установлен этими правилами. Акт о приемке линии в эксплуатацию составляется после устранения всех выявленных при приемке дефектов и недоделок, мешающих нормальной эксплуатации линии, при благоприятных результатах испытаний и нормальной работе линии под напряжением в течение не менее суток.

Предприятием-заказчиком должен быть организован технический надзор за производством работ при сооружении ВЛ. Основное внимание представители заказчика должны обращать на выполнение скрытых работ: правильность заглабления железобетонных опор, наличие предусмотренных в проекте линии ригелей, отсутствие загнивших деталей деревянных опор, правильность монтажа соединительных и прочие работы.

При эксплуатации ВЛ необходимо строго соблюдать правила охраны электрических сетей, контролировать их выполнение и привлекать к ответственности в установленном порядке нарушителей этих правил.

Опоры воздушных линий электропередач должны иметь следующие постоянные знаки:

- порядковый номер — на всех опорах;
- номер линии или ее условное обозначение — на концевых опорах, первых опорах ответвлений от линии, опорах в местах пересечения линий одинакового напряжения, опорах в местах пересечения с железнодорожными, шоссейными и грунтовыми дорогами I — V категорий, а также на всех опорах участка с параллельно идущими линиями, если расстояние между осями менее 200 м. На двухцепных опорах линий напряжением 35 кВ и выше, кроме того, должна быть обозначена соответствующая цепь;
- расцветка фаз — на линиях напряжением 35 кВ и выше на концевых опорах, опорах, смежных с транспозиционными, и на первых опорах ответвлений от линий;
- предупредительные плакаты на всех опорах линий напряжением 1 кВ и выше в населенной местности.

Постоянные знаки, устанавливаемые на опорах ВЛ, необходимы для правильной организации эксплуатации, устранения ошибок при эксплуатационных и ремонтных работах и обеспечения безопасности.

Защита от коррозии грозозащитных тросов и оттяжек опор ВЛ напряжением 35 кВ и выше обеспечивается путем покрытия их антикоррозионной защитной смазкой.

На участках ВЛ, подверженных интенсивному загрязнению, необходимо применять специальную или усиленную изоляцию и при необходимости выполнять чистку изоляции, замену загрязненных изоляторов или применять гидрофобные покрытия.

На линиях с деревянными опорами в сырую погоду большие токи утечки могут вызвать возгорание опор. Поэтому на таких участках линий рекомендуется применять специальные типы изоляторов или усиление изоляции.

На ВЛ напряжением выше 1 кВ, подверженных интенсивному гололедообразованию, следует плавить гололед электрическим током.

При эксплуатации ВЛ должны проводиться их периодические и внеочередные осмотры. График периодических осмотров утверждается главным энергетиком предприятия. Периодичность осмотров должна быть не реже 1 раз в 6 мес. Осмотр ВЛ инженерно-техническим персоналом — не реже 1 раза в год.

На ВЛ необходимо выполнять следующие профилактические проверки и измерения:

- проверка загнивания деталей деревянных опор — первый раз через 3—6 лет после ввода линии в эксплуатацию, далее — не реже чем 1 раз в 3 года, а также перед подъемом на опору или заменой деталей (на ВЛ 20 кВ и ниже загнивание проверяют в первую очередь у оснований опор);
- проверка состояния антикоррозионного покрытия металлических опор, подножников и траверс и состояние железобетонных опор и пасынков — не реже чем 1 раз в 6 лет;
- проверка электрической прочности подвесных тарельчатых фарфоровых изоляторов — в первый год



эксплуатации и в дальнейшем не реже чем 1 раз в 6 лет (измерение электрической прочности стеклянных, стержневых и штыревых изоляторов не требуется);

- проверка состояния болтовых соединений проводов ВЛ напряжением 35 кВ и выше путем электрических измерений — 1 раз в 6 лет. Электрические измерения соединений проводов, выполненных сваркой, скруткой, обжатием и опрессованием, не требуются;

- измерения сопротивления заземлений опор и тросов, а также повторных заземлений нулевого провода (после монтажа, переустройства и капитального ремонта и периодически не реже, чем 1 раз в 5—10 лет). Измерения проводятся в периоды наибольшего просыхания грунта. Значение сопротивления и периодичность проведения измерений регламентированы «Нормами испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».

В соответствии с местной инструкцией следует проверять расстояние от проводов до поверхности земли и различных объектов в местах сближения и пересечения, наклон опор, а также бандаж и болтовые соединения опор.

Для своевременной ликвидации аварийных повреждений на ВЛ необходимо иметь на предприятии аварийный запас материалов и деталей согласно установленным нормам.



НОВЫЙ КОМПОЗИТНЫЙ ПРОВОД ДЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ (АССР)

Американская компания 3М разработала новый композитный провод для высоковольтных воздушных линий электропередачи, который способен передавать в два—три раза больше мощности по сравнению с обычным проводом такого же сечения при одновременном улучшении механических и прочностных характеристик.

Новый продукт получил название АССР — Алюминиевый композитный усиленный провод (Aluminum Conductor Composite Reinforced). Помимо улучшенной пропускной способности АССР обладает меньшей массой, большей прочностью, более высокой температуростойкостью и устойчивостью к провисанию, по сравнению с существующими аналогами. Композитный провод более устойчив к коррозии, обладает повышенным сопротивлением усталости и безвреден для окружающей среды (отсутствие экологической деградации).

Это изобретение является поистине революционным и считается первым важным прорывом в области проводов воздушных ЛЭП с тех пор, как в начале XX века появился широкоприменяемый сталеалюминиевый провод.

Алюминиевый композитный провод прошел масштабные лабораторные и линейные испытания при финансировании Министерства энергетики США и с 2005 года

введен в коммерческую эксплуатацию. В настоящее время семь основных энергетических сетей общего пользования Соединенных Штатов используют проводник АССР, либо находятся в процессе его инсталляции.

С 2007 года новое изобретение стало доступно в России.

Структура алюминиевого композитного усиленного провода

АССР является витым многожильным проводом, который состоит из сердечника и внешних токоведущих жил. Композитный сердечник образуют несколько проволок диаметром от 1,9 до 2,9 мм. Каждая проволока представляет собой алюминий высокой чистоты, в который внедрены более 25 000 микрометровых непрерывных продольных волокон оксида алюминия (Al_2O_3). Эти волокна придают материалу сверхвысокую прочность. Внешне композитный сердечник выглядит подобно стандартному алюминиевому проводу, но его физические и механические свойства сильно отличаются как от алюминиевых, так и от стальных аналогов:

- Прочность композитного сердечника сравнима со стальным и в 8 раз выше алюминиевого.

- Масса композитного сердечника в 2 раза меньше стального и всего на 20% больше массы чистого алюминия.

- Электропроводность сердечника ACCR в 4 раза выше стального.

- Коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше алюминиевого и в 2 раза меньше стального.

- Жесткость — в 3 раза выше алюминиевого сердечника.

Внешние токоведущие жилы провода ACCR состоят из температуроустойчивого сплава алюминий-цирконий (Al-Zr). Сплав Al-Zr имеет прочность аналогичную стандартному алюминию 1350-H19, но его микроструктура сформулирована так, чтобы он сохранял эту прочность при высоких температурах. Если обычный алюминий при температуре 120-150°C отжигается и резко теряет прочность, то сплав Al-Zr сохраняет свои свойства до 210°C, с пиковыми нагрузками до 240°C.

ACCR поставляется различными сечениями до 1600 мм². Провода больших диаметров находятся на этапе тестирования. Разделка, сращивание и оконцевание ACCR производится методами, традиционными для обычных кабелей при помощи приспособлений, свободно доступных от поставщиков кабельной арматуры по всему миру.

Какие основные преимущества несет собой новое изобретение, и как они связаны с проблемами энергетики России?

Новые ЛЭП на старых опорах

Известно, что многие регионы нашей страны сталкиваются с проблемой ограниченной пропускной способности ЛЭП. По данным РАО «ЕЭС России» список регионов «пиковых нагрузок» включает 16 областей, в числе которых Московская, Ленинградская, Нижегородская, Архангельская, Волгоградская области, Краснодарский и Пермский края, Республика Коми, Карелия, Тыва, Дагестан и другие.

Уже сегодня энергопотребление этих районов в несколько раз превышает величины, заложенные в Энергетической стратегии РФ до 2020 года, и потребление электроэнергии в них постоянно растет.

В этих условиях электросетевые компании вынуждены модифицировать существующие сети — либо путем строительства параллельных линий, либо с помощью переноса дополнительной нагрузки на провода большего сечения. Первое требует беспрецедентных вложений, времени и получения разрешений на установку новых линий. Второе оказывается не всегда возможным, поскольку сталеалюминиевый провод большого сечения обладает такой массой, на которую старые опоры часто не рассчитаны, что в конечном итоге приводит к необходимости установки новых опор ЛЭП большего размера.

Организация строительства новых опор может обернуться серьезными проблемами в густонаселенных районах, районах частных земель, в национальных парках, заповедниках и других зонах с запретом на строительство.



К примеру, в горных районах подготовить площадки для опор высоковольтных линий электропередачи и проложить к ним дороги чрезвычайно сложно и дорого из-за того, что приходится производить большой объем буровзрывных работ.

В таких ситуациях приходит на помощь новый проводник.

ACCR обладает малым весом — всего на 20% тяжелее чистого алюминия. Он достаточно легко устанавливается на имеющиеся опоры. В результате жизнь старых конструкций продлевается, территория сохраняется от застройки, полоса пропускания линии электропередачи значительно увеличивается, а энергосетевая компания экономит миллионы долларов и время, часто измеряемое годами.

Решение проблемы обрыва высоковольтных проводов из-за превышения допустимой величины провисания

В условиях пиковых нагрузок стандартный стальной сердечник перегревается и расширяется, провод растягивается под действием собственной массы и провисает ниже допустимой величины, что часто приводит к его обрыву или замыканию на землю.

Эта ситуация усугубляется при сильных снегопадах — провод обрывается под массой налипающего на него снега. В декабре 2006г. авария в результате такого обрыва высоковольтной ЛЭП в одном из районов Дагестана оставила без электричества 471 000 человек. Из-за сложных географических и метеоусловий в этом районе (скалистые горы, сильные ветра и снегопады) доступ аварийно-восстановительных бригад к месту повреждения был затруднен, и целый регион оставался без электроэнергии.



на протяжении нескольких дней, ожидая устранения повреждения.

Частые обрывы линий электропередачи из-за образования наледи характерны для Краснодарского края. Они ставят под удар развитие инфраструктуры города Сочи, находящегося в числе претендентов на проведение зимней Олимпиады 2014 года

и подвергают опасности функционирование социально значимых объектов края. Так, в результате обрыва линий электропередачи 30 января 2007 года, без электроэнергии более чем на сутки остались 400 тыс. жителей Сочи, Туапсинского и Апшеронского районов Краснодарского края. Среди них медицинские, детские и образовательные учреждения. По состоянию на 31 января 2007г., снабжение данных городов электроэнергией прерывалось уже более трех раз.

В этих условиях проблему может решить применение композитного провода ACCR, который обладает низким температурным коэффициентом линейного расширения и высокими прочностными характеристиками, и поэтому менее подвержен удлинению, чем провода со стальными сердечниками. Это позволяет значительно увеличить рабочую температуру без риска провисания и разрушения провода.

Местности с повышенными требованиями к длине пролета

При проектировании новых линий на основе ACCR высокая устойчивость к провисанию позволяет увеличить длину пролета.

Это критично, в основном, в прибрежных районах, при пересечении линией электропередачи рек, озер, горных ущелий и каньонов.

Линии электропередачи, проходящие через заповедники и национальные парки

В настоящее время в России около 335 тыс. кв. км природных заповедников и 70 тыс. кв. км национальных парков. Неизбежно возникают ситуации, когда по территории заповедника проходит линия электропередачи. Такие линии зачастую строились еще в середине прошлого века и были рассчитаны на небольшую заселенность обслуживаемых территорий. Но со временем регион развивается, плотность населения в нем возрастает, и мощности существующих линий становится недостаточно.

Типичным примером такого региона является тот же Краснодарский край. Бурное наращивание объемов строительства рискует погубить уникальный Кавказский заповедник и Сочинский национальный парк.

Чтобы сохранить природу и сделать модернизацию ЛЭП как можно менее ощутимой для окружающей среды, применяется ACCR. Строительства новых линий не требуется, нужно заменить только провод. Замена провода довольно проста, не занимает много времени и никак не меняет вид местности и ее экологическое состояние.

Зоны с агрессивными внешними условиями

Новый проводник превосходно показал себя в экстремальных условиях, таких, как чрезвычайно низкие или высокие температуры, повышенная влажность, воздействие соленой воды, сильные ветры, вибрация, УФ-излучение. Применение ACCR в этих условиях поможет значительно сократить затраты на ремонт линий и частую замену подвергающихся коррозии участков.

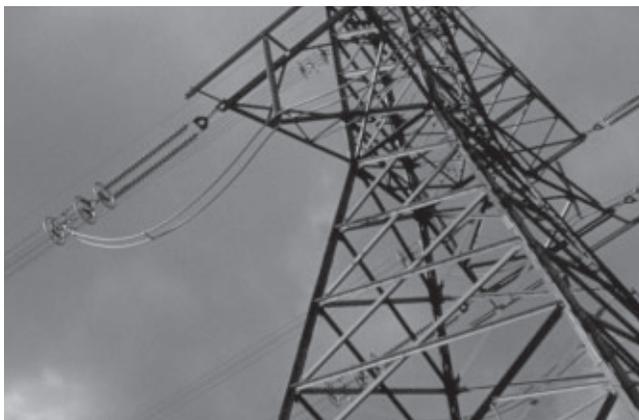
Итак, описанное выше решение, несомненно, является заманчивым выбором в проектах по повышению пропускной способности сетей. Жизнеспособность и технические характеристики ACCR уже доказаны многолетними испытаниями в реальных условиях при участии самых авторитетных энергетических организаций Америки и Европы, а также первыми коммерческими внедрениями. В настоящее время провод рекомендуется применять, в первую очередь, для устранения особенно проблемных участков, поскольку его стоимость довольно высока.

Свойства Al-Zr жил

Предел прочности на разрыв (при диаметре <4 мм) (при диаметре >4 мм)	162 МПа 159 МПа
Предельное удлинение	>2%
Сохранение прочности на разрыв при нагревании свыше 280°C /1 час	>90%
Плотность	2,7 г/см ³
Электропроводность Удельное сопротивление при 20°C	>60% IACS <28.73 x 10 ⁻⁹ Ом.м
Рабочая температура	210°C
Максимальная температура при кратковременных пиках нагрузки	240°C МПа

Свойства композитного сердечника

Предел прочности на разрыв	1380 МПа
Плотность	3,33 г/см ³
Жесткость	215 ГПа
Электропроводность	27% IACS
Температурный коэффициент линейного расширения	6 x 10 ⁻⁶ /°C
Сопротивление усталости (усталостная прочность)	> 10 млн циклов при 690 МПа
Максимальная температура при кратковременных пиках нагрузки	> 300°C



Э. А. Киреева

СОВРЕМЕННЫЕ РАДИОМЕТРИЧЕСКИЕ ТЕПЛОВИЗОРЫ FLUKE

1) Тепловизоры Ti20 предназначены для регулярного обслуживания технологического оборудования. Они позволяют проводить диагностику с использованием ИК-технологий в широком спектре применений, а также детализированный температурный анализ и выявление проблемных компонентов.

Прибор обладает высокой производительностью, разработан специально для использования в промышленности.

Функциональные возможности тепловизоров Ti20:

- Матрица 128×96 пикселей обеспечивает четкое изображение с тонкими температурными изменениями до 350°C.

- Радиометрический тепловизор для детального температурного анализа и выявления критических точек.

- Годен для применения в жестких промышленных условиях.

- Большой цветной жидкокристаллический дисплей обеспечивает качественное изображение без помех, снабженное данными и инструкциями.

- Эргономичность: возможность наводить, останавливать и сохранять изображения при помощи только одной руки.

- Пошаговые инструкции на экране помогают проводить быстрые проверки и диагностику.

2) Тепловизоры Ti40 и Ti45 предназначены для профилактического техобслуживания и выявления потенциальных проблем механических и электрических узлов оборудования.

В этих тепловизорах применены матрицы с разрешением 160×120 точек, обеспечивающие малую для подобного оборудования шумовую тепловую чувствительность — для получения четких, высококачественных изображений.

Режимы регистрации сигнала датчика с частотой 30 Гц позволяют получить на большом 5-дюймовом цветном дисплее данные по измерениям температуры в режиме реального времени.

В моделях FT применена новая технология IR-Fusion™, которая позволяет наложить на видимое изображение тепловизионное изображение, что облегчает задачу идентификации и анализа ИК-снимков. Она позволяет легко выделить компоненты с возможными неисправностями и безошибочно определить участки, нуждающиеся в ремонте в первую очередь.

Для передачи критических данных недостаточно одних только инфракрасных изображений. С помощью революционной технологии IR-Fusion™ можно идентифицировать детали, управлять и анализировать изображения путем оптимальной комбинации ИК и видимых изображений объектов.

Технология Fluke IR-Fusion™ обеспечивает полное совпадение ИК и видимого изображений в одном кадре, что позволяет привести в соответствие каждой точке термограммы определенную точку фотографического изображения. Лазерный указатель служит для облегчения идентификации элементов оборудования как в процессе съемки, так и при обработке полученного материала. Оператору предоставляется возможность быстрого выбора и полнофункциональной работы по анализу термограмм в любом из 5 различных режимов.



Тепловизоры Ti40 и Ti45 имеют пять режимов просмотра изображений:

1. Обнаружение и анализ неисправностей оборудования с помощью ИК-изображений высокого разрешения. Обнаружение малейшей разности температур для отслеживания источника неисправности, с полной документацией мероприятий по ее устранению. Программа автоматически связывает изображения, представленные в полном ИК и в полном видимом режимах.

2. В этом режиме на фоне видимого изображения создается врезанное окно ИК-изображения, при этом изображения согласованы по увеличению и по положению, что позволяет совместить границы и все точки наблюдаемых изображений, полученных в разных спектральных интервалах и наблюдать контролируемый объект в единой связи с его окружением.

3. Позволяет скомбинировать инфракрасное и видимое изображения в любом соотношении и создавать детализированное изображение для оптимизации процесса локализации неисправностей.

4. Отображает на ИК-изображении только области с температурой выше, ниже или между установленными пределами, отображая остальные области в режиме полностью видимого изображения.

5. Яркое и четкое изображение в видимом свете с совпадением изображений с точностью до одного пикселя для включения в отчеты и другую документацию.

Преимуществом технологии IR-Fusion является программное обеспечение SmartView. Данное ПО дает возможность комбинированной съемки сотен изображений в ИК и видимом диапазонах с добавлением аннотаций в полевых условиях (в моделях Ti50 и Ti55) и их оперативного импорта в программу SmartView. Средства обработки изображений, предусмотренные в программе — пять режимов регулировки IR-Fusion, — позволяют повысить информативность каждого изображения, выполнить анализ

Технические характеристики тепловизоров Fluke Ti20

Диапазон измерений температуры, °C	-10 +350
Матрица	Неохлаждаемая микроболометрическая матрица 128×96 пикселей
Минимальное фокусное расстояние, м	0,15
Пространственное разрешение, млрд	2,73
Температурная чувствительность, °C	0,2 при 30°C
Погрешность измерения температуры	±2°C, но не менее ±2%
Оптическое поле зрения, по горизонтали и по вертикали	20°×15°
Спектральный диапазон, мкм	7–14
Частота развертки изображения, кадров/с (Гц)	9
Система наведения/указания	Лазер класс 2
Функция отображения	Отображение максимальной и минимальной температуры
Фокусировка	Ручная, минимальное расстояние 61 мм
Настройка коэффициента излучения	от 0,10 до 1,00 (с шагом 0,01)
Дисплей	2,5" ЖК цветной дисплей
Память	Встроенная флеш-память на 50 изображений
Настройка	Дата/время, °C/F, яркость дисплея (низкая, средняя, высокая)
Экранные индикаторы	Зарядка батарей, часы, значок лазера, сигнализация по верхнему и нижнему значениям, индикация диапазона
Защита от внешних воздействий	Стандарт IP54 (влаго- и пылезащищенное исполнение)
Источник питания	Аккумулятор (Li-ion) или батареек AA
Время автономной работы от батарей, ч, не более	3
Рабочая температура, °C	0...+50
Температура хранения, °C	-25...+70
Относительная влажность, %	10...95 (без конденсации)
Габаритные размеры, мм	178×102×254
Масса (вместе с батареями), кг	1,2

и легко и быстро создавать отчеты. Все функции составления отчетов SmartView полностью настраиваются пользователем.

Области применения тепловизоров Ti40, Ti45:

- В энергоснабжении можно обследовать и выполнить анализ подстанций, линий электропередачи и другого силового оборудования в режиме реального времени.
- Контроль за технологическими процессами — наблюдение в режиме реального времени для обеспечения эффективной и безопасной работы оборудования.
- Опытно-конструкторские разработки — количественная оценка тепловых режимов оборудования.
- Электронные устройства — обследование печатных плат крупным планом.
- Медицинские и ветеринарные исследования.

Технические характеристики тепловизоров Ti40 и Ti45

Модель	Ti40	Ti40 с функцией Fusion	Ti45	Ti40 с функцией Fusion
Матрица	Плоская фокальная матрица 30 Гц 160×120 точек (FPA), неохлаждаемый микроболومتر			
Спектральный диапазон	8—14 мкм			
Температурная чувствительность	≤0.090°C при 30°C		≤0.080°C при 30°C	
Фокусировка	Ручная			
Цифровой зум	Нет		2x	
Функция улучшения цифрового изображения	Автоматическая, постоянно включена			
Дисплей	5-дюймовый 320×240 точек ЖКД			
Индикаторы на экране	Разряд батарей, коэфф. излучения, t фона, °(C/F/K), дата и время			
Память	CF-карта (возможность записи>100 термограмм)			
Настройка изображения	Уровень, усиление, автонастройка (постоянная/ручная)			
Ввод текста	Нет		Определяется пользователем и автоматически добавляется в отчет	
Возможность автоматической съемки	Нет		Программируется в самой камере	
20 мм германиевый объектив с фокусным расстоянием 0,8 м	Поле зрений 23° в горизонтальной плоскости и 17° в вертикальной плоскости (опционально дополнительные объективы)			
Температурный диапазон	Поддиапазон 1: — 20...100°C Поддиапазон 2: — 20...350°C		Поддиапазон 1: — 20...100°C Поддиапазон 2: — 20...350°C Поддиапазон 3: 250...600°C Поддиапазон 4: 500...1200°C	
Точность	±2°C или 2%			
Режим измерения температуры	Центральная точка, считывание температуры при наведении курсора, вычисление минимальной, максимальной и средней температуры в центральной области		Перемещаемые точки и области, центральная точка, считывание температуры при наведении курсора, вычисление минимальной, максимальной и средней температуры в центральной области, автоматическое определение холодных и горячих точек изотерма (в моделях без функции Fusion), сигнализация (в моделях без функции Fusion)	
Настройка коэфф. излучения	Значение вводится пользователем, изменяется от 0,01 до 1,00 с шагом 0,01			
Аккумуляторы	Перезаряжаемые сменные Li-Ion аккумуляторы			
Время работы от одного комплекта аккумуляторов	3 часа (2 часа с технологией Fusion)			
Зарядное устройство	Сетевое зарядное устройство на 2 комплекта аккумуляторов (13 В для зарядки от автомобиля — опционально)			
Сетевой блок питания	Опционально		110/220 В переменного тока 50/60 Гц	
Автовыключение	Автоматически — время задается пользователем		Масса, кг	
2 (включая аккумуляторы)	Габариты, мм		71×262×196 мм	
Рабочая температура	— 10°...50°C			
Температура хранения	— 40°...70°C			
Влажность	10%– 95% не конденсат			
Защита	IP54			



Ю. В. Харечко

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Для выполнения цепей управления¹ и вспомогательных цепей² автоматические выключатели³ бытового и аналогичного назначения оснащают следующими дополнительными устройствами: блок-контактами, независимым расцепителем и расцепителем минимального напряжения. Многие фирмы производят для автоматических выключателей другие устройства, например, соединительные шины. Ниже приведена краткая информация о дополнительных устройствах и принадлежностях, предназначенных для оснащения указанных автоматических выключателей.

Блок-контакты

Блок-контакт⁴ представляет собой блок с одним или несколькими контактами управления и (или) вспомо-

гательными контактами, которые механически приводятся в действие автоматическим выключателем.

Блок-контакт имеет один или несколько замыкающих контактов⁵ и (или) один или несколько размыкающих контактов⁶, обычно рассчитанных на коммутацию переменного тока до 6 А при напряжении 230 В и постоянного тока до 1 А при напряжении 250 В. Электрические цепи, в которых задействованы контакты блок-контакта, должны быть защищены от токов короткого замыкания с помощью плавких предохранителей или автоматических выключателей. Номинальный ток устройства защиты от сверхтока не должен превышать значение, установленное производителем блок-контакта.

Ширина одного блок-контакта (рис. 1) обычно равна половине ширины одного полюса автоматического выключателя.

¹ Цепь управления — цепь, предназначенная для осуществления замыкания и размыкания автоматического выключателя, кроме его главной цепи. Под главной цепью понимают совокупность проводящих частей автоматического выключателя, включенных в электрическую цепь, которую он предназначен замыкать и размыкать.

² Вспомогательная цепь — все проводящие части автоматического выключателя, предназначенные для включения в электрическую цепь, кроме его главной цепи и цепи управления.

³ Речь идет об автоматических выключателях, которые соответствуют требованиям ГОСТ Р 50345 [1] и ГОСТ Р МЭК 60898.2 [2] (см. статью [3]).

⁴ В стандарте МЭК 62019 «Электрические аксессуары. Автоматические выключатели и подобное оборудование для бытового использования. Блоки вспомогательных контактов» 2003 г. [4] это устройство названо блоком вспомогательных контактов (auxiliary contact unit). В ГОСТ Р 50030.1 [5] использован термин «блок-контакт (контактного коммутационного аппарата)».

⁵ Замыкающий контакт — контакт, разомкнутый в начальном положении коммутационного устройства и замкнутый в его конечном положении.

⁶ Размыкающий контакт — контакт, замкнутый в начальном положении коммутационного устройства и разомкнутый в его конечном положении.

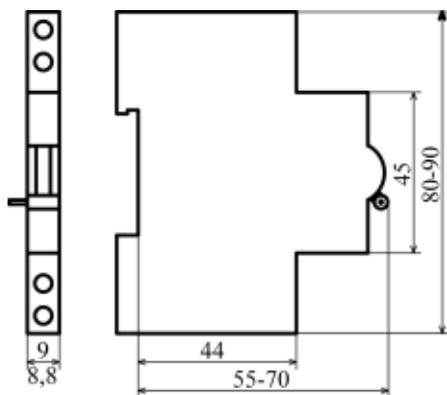


Рис. 1. Блок-контакт

чателя с номинальным током до 63 А (половине модуля — 8,8 или 9 мм). Остальные размеры блок-контакта соответствуют размерам автоматического выключателя.

Блок-контакты крепят с правой или левой стороны автоматического выключателя при помощи пружинных скобок или других средств крепления. На один автоматического выключателя может быть установлено один или несколько блок-контактов (рис. 2).

Для автоматических выключателей выпускают блок-контакты двух типов: блок-контакты положения (БКП) и блок-контакты срабатывания⁷ (БКС). Некоторые фирмы выпускают универсальные блок-контакты (БКУ), которые можно использовать и как БКП, и как БКС. Конкретный режим работы универсального блок-контакта задают с помощью встроенного в него переключателя перед установкой блок-контакта на автоматический выключатель.

Блок-контакт положения представляет собой блок-контакт, предназначенный для указания коммутационного положения автоматического выключателя. Его используют для контроля за коммутационным положением автоматического выключателя, а именно: в замкнутом или разомкнутом положении находятся контакты его главной цепи. Причина замыкания и размыкания главных контактов⁸ автоматического выключателя не имеет никакого значения.

При замыкании главных контактов автоматического выключателя замыкающие контакты БКП замыкаются, а размыкающие контакты — размыкаются. При размыкании автоматическим выключателем своих главных контактов из-за появления сверхтока в его главной цепи, под воздействием независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения, а также при ручном управлении автоматическим выключателем замыкающие контакты БКП размыкаются, а размыкающие контакты — замыкаются.

Применение блок-контактов положения во вспомогательных цепях автоматических выключателей позволяет

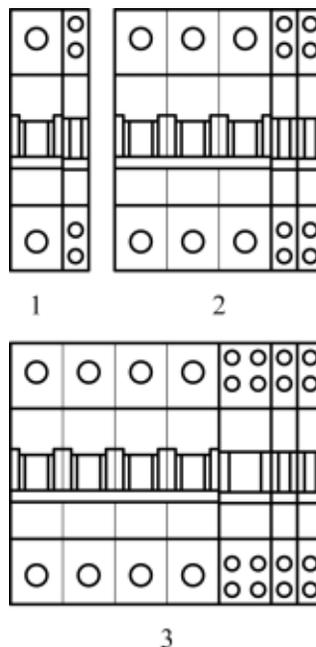


Рис. 2. Установка дополнительных устройств на автоматических выключателях:

- 1 — одного блок-контакта на однополюсном автоматическом выключателе;
- 2 — двух блок-контактов на трехполюсном автоматическом выключателе;
- 3 — независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения и двух блок-контактов на четырехполюсном автоматическом выключателе

выполнить в электроустановке здания систему сигнализации и контроля за их коммутационным положением. Кроме того, БКП могут быть использованы в цепях управления других коммутационных устройств, которые применяют в одной электроустановке здания с указанными автоматическими выключателями.

Блок-контакт срабатывания представляет собой блок-контакт, предназначенный для указания срабатывания автоматического выключателя. Его используют для осуществления контроля за срабатыванием автоматического выключателя, которое произошло из-за протекания в его главной цепи сверхтока.

При замыкании главных контактов автоматического выключателя замыкающие контакты БКС замыкаются, а размыкающие контакты БКС размыкаются. В исходное положение контакты БКС возвращаются в двух случаях: при размыкании автоматическим выключателем своих главных контактов из-за появления в его главной цепи сверхтока и при отключении автоматического выключателя

⁷ Термины «блок-контакт положения» и «блок-контакт срабатывания» следует обсудить среди специалистов и выработать их окончательный вариант для использования в нормативных документах, а также в других изданиях и публикациях.

⁸ Главный контакт — контакт, входящий в главную цепь автоматического выключателя и предназначенный для проведения в замкнутом положении электрического тока его главной цепи.

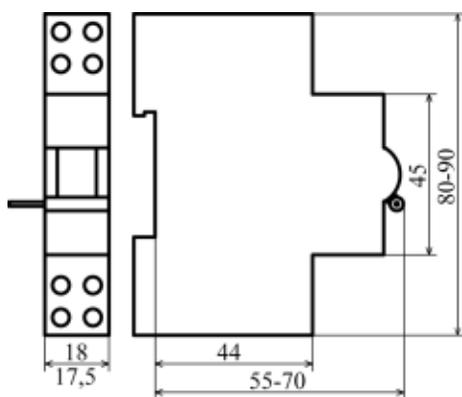


Рис. 3. Независимый расцепитель (расцепитель минимального напряжения)

с помощью независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения. При ручном размыкании автоматического выключателя контакты БКС не меняют своего коммутационного положения.

Блок-контакты срабатывания, как правило, используют во вспомогательных цепях для сигнализации об отключении автоматическим выключателем сверхтока, но их можно применять и в цепях управления других коммутационных устройств, установленных в этой же электроустановке здания.

Независимый расцепитель

Независимый расцепитель⁹ представляет собой расцепитель, возбуждаемый источником напряжения.

Независимый расцепитель применяют в цепи управления автоматического выключателя. Он предназначен для дистанционного управления автоматическим выключателем и его используют в тех случаях, когда существует потребность в дистанционном отключении каких-то электрических цепей с помощью автоматического выключателя.

После подачи напряжения на цепь управления независимого расцепителя его электромагнитный механизм воздействует на удерживающее приспособление¹⁰ автоматического выключателя, инициируя размыкание контактов его главной цепи. Управляющий сигнал для независимого расцепителя может быть сформирован вручную, например, с помощью кнопочного выключателя с замыкающим контактом, или сгенерирован каким-либо коммутационным или электронным устройством по факту выполнения

⁹ В Международном электротехническом словаре (в стандарте МЭК 60050441 «Международный электротехнический словарь. Часть 441. Коммутационная аппаратура, аппаратура управления и плавкие предохранители» [6, 7]) и других стандартах Международной электротехнической комиссии (МЭК) этот расцепитель назван шунтовым расцепителем (shunt release). В ГОСТ Р 50030.1 рассматриваемый расцепитель поименован независимым расцепителем.

¹⁰ Удерживающее приспособление — приспособление, препятствующее перемещению главных контактов автоматического выключателя из замкнутого положения в разомкнутое. Удерживающее приспособление освобождает главные контакты, которые начинают размыкаться под воздействием энергии, накопленной в растянутых (сжатых) пружинах механизма автоматического выключателя при выполнении его замыкания.

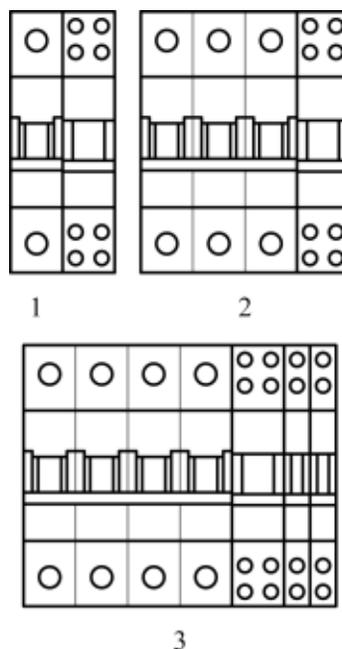


Рис. 4. Установка дополнительных устройств на автоматических выключателях:

- 1 — независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения на однополюсном автоматическом выключателе;
- 2 — независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения на трехполюсном автоматическом выключателе;
- 3 — независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения и двух блок-контактов на четырехполюсном автоматическом выключателе

каких-то predetermined условий, например, таймером при наступлении установленного часа.

Включение автоматического выключателя после осуществления его дистанционного отключения с помощью независимого расцепителя производят вручную.

Независимые расцепители, выпускаемые для автоматических выключателей бытового и аналогичного назначения, могут иметь цепь управления переменного тока напряжением 12—400 В и постоянного тока напряжением 12—250 В. Для защиты цепи управления независимого расцепителя от короткого замыкания следует применять плавкие предохранители или автоматические выключатели с номинальным током, величина которого указана производителем независимого расцепителя.

<< 23

- Существенно меньшие габаритные размеры — 160x100x60.
- Значительно меньшая масса прибора — не более 1 кг.

www.ielectro.ru

ООО «ЭЛЕКТРОМАШИНА» ВЫХОДИТ НА МИРОВОЙ РЫНОК ТРАНСФОРМАТОРОВ

ООО «Электромашина» налаживает отношения с Китаем на поставку китайских масляных, сухих трансформаторов и шахтных взрывобезопасных подстанций на российский рынок, в настоящее время трансформаторы проходят испытания, сертификацию для продажи в России.

Первая партия поступит на российский рынок уже в первом квартале 2008 года.

www.elektromasina.energoportal.ru

ПО ЗАКАЗУ «ЛЕНЭНЕРГО» КОМПАНИЯ «ПО ЭЛТЕХНИКА» ИЗГОТОВИЛА ПЕРЕДВИЖНУЮ КТП МОЩНОСТЬЮ 630 КВА

Комплектная трансформаторная подстанция на колесном шасси предназначена для временного электроснабжения потребителей в случае аварий или ремонта на стационарных ПС 6 (10)/0,4 кВ.

Передвижная КТП выполнена по тупиковой схеме со стороны 6 (10) кВ. КТП разделена на четыре отсека (РУ СН, РУ НН, силового трансформатора и кабельных присоединений), укомплектована ячейками КСО «Аврора», НКУ «Нева», трансформатором ТМГ. Схема соединения обмоток по стороне 6 (10) кВ силового трансформатора может быть переключена со «звезды» на «треугольник».

Габариты подстанции, которая сконструирована на базе четырехосного прицепа с поворотной платформой, определены заказчиком и позволяют провозить ее во внутренние двory домов в центре Санкт-Петербурга.

<http://news.elteh.ru>

ГРУППА LEGRAND ПОДПИСАЛА СОГЛАШЕНИЕ

37 >>

Ширина независимого расцепителя (рис. 3) обычно равна ширине однополюсного автоматического выключателя с номинальным током до 63 А (одному модулю — 17,5 или 18 мм). Остальные размеры независимого расцепителя соответствуют размерам автоматического выключателя.

Независимый расцепитель крепят к автоматическому выключателю с правой или левой стороны с помощью пружинных скобок, винтов или других средств крепления. Конструкция независимого расцепителя может позволять крепление на нем одного или нескольких блок-контактов (рис. 4).

Расцепитель минимального напряжения

Расцепитель минимального напряжения¹¹ представляет собой расцепитель, инициирующий размыкание автоматического выключателя с выдержкой времени или без нее, когда напряжение на выводах расцепителя снижается ниже predetermined значения.

Расцепитель минимального напряжения применяют в цепи управления автоматического выключателя. Основным его назначением является побуждение автоматического выключателя к отключению электрооборудования при недопустимом для него снижении напряжения. Расцепитель минимального напряжения обычно вызывает отключение автоматического выключателя при снижении напряжения в своей цепи управления до 75% от его номинального значения (например, равного 230 В переменного тока) и менее, а также препятствует включению автоматического выключателя, если напряжение в этой цепи меньше 85% от номинального напряжения.

Расцепители минимального напряжения, обычно выпускаемые для автоматических выключателей различными фирмами, имеют цепь управления переменного тока напряжением 24—400 В и постоянного тока напряжением 24—220 В.

Ширина расцепителя минимального напряжения (см. рис. 3) обычно равна ширине одного полюса автоматического выключателя с номинальным током до 63 А (17,5 или 18 мм). Остальные размеры расцепителя минимального напряжения соответствуют размерам автоматического выключателя.

Расцепитель минимального напряжения крепят к автоматическому выключателю с правой или левой стороны при помощи пружинных скобок, винтов или других средств крепления. На расцепитель минимального напряжения могут быть установлены один или несколько блок-контактов (см. рис. 4).

Расцепитель минимального напряжения может иметь замыкающие и размыкающие контакты, которые используют для вспомогательных цепей и цепей управления автоматическим выключателем. Некоторые модификации расцепителей минимального напряжения имеют кратковременную задержку на срабатывание и допускают регулировку напряжения срабатывания.

Расцепитель минимального напряжения можно также использовать в качестве независимого расцепителя, если последовательно в цепь его управления включить нажимную кнопку с размыкающим контактом. При кратковременном размыкании этого контакта расцепитель минимального напряжения отключит автоматический выключатель.

Включение автоматического выключателя после осуществления его отключения с помощью расцепителя минимального напряжения обычно производят вручную.

¹¹ В стандарте МЭК 60050-441, действующем стандарте МЭК 60947-1 «Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления. Часть 1. Общие правила» 2007 г. [8] и в предыдущих его изданиях этот термин назван расцепителем пониженного напряжения (under-voltage release). В ГОСТ Р 50030.1, который разработан на основе стандарта МЭК 60947-1 1999 г., термину дано наименование «минимальный расцепитель напряжения», которое имеет логическую ошибку. Рассматриваемый расцепитель должен реагировать на снижение напряжения ниже predetermined значения. Поэтому его следует называть расцепителем минимального напряжения.

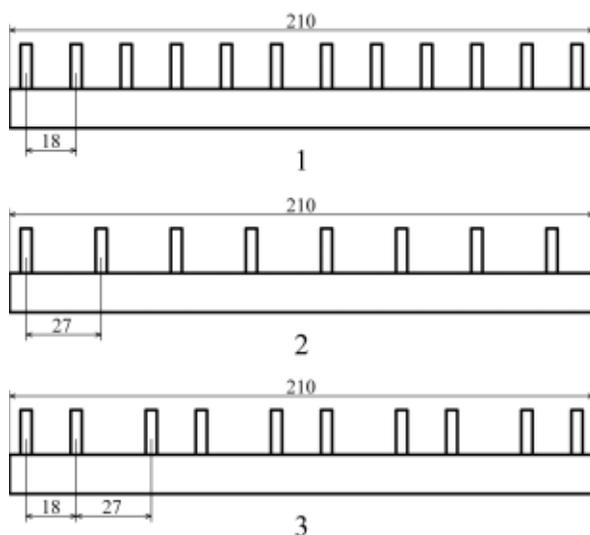


Рис. 5. Соединительные шины:

1 — одно-, двух-, трех- и четырехполюсные шины для соединения соответственно двенадцати однополюсных, шести двухполюсных, четырех трехполюсных и трех четырехполюсных автоматических выключателей без БКП или БКС;
2 — однополюсные шины для соединения восьми однополюсных автоматических выключателей с БКП или БКС и трехполюсные шины для соединения восьми однополюсных автоматических выключателей с БКП или БКС;
3 — двухполюсные шины для соединения пяти двухполюсных автоматических выключателей с БКП или БКС

Соединительные шины

Соединительные шины предназначены для осуществления такого электрического соединения между собой автоматических выключателей, с помощью которого можно существенно упростить монтаж низковольтных распределительных устройств и повысить его качество за счет исключения монтажных проводов.

Многие фирмы выпускают различные модификации медных одно-, двух-, трех- и четырехполюсных соединительных шин, имеющих сечение 10 и 16 мм², длиной около 210 и 1000 мм, которые предназначены для соединения автоматических выключателей с номинальным током до 63 А.

Соединительные шины сечением 10 мм² рассчитаны на длительное протекание электрического тока, приблизительно равного 50 А, а шины сечением 16 мм² — на протекание электрического тока, примерно равного 65 А.

Соединительные шины длиной 210 мм (рис. 5), которые имеют 12 штырьков, используют для соединения между собой: однополюсные — 12 однополюсных автоматических выключателей, многополюсные — для соединения нескольких многополюсных автоматических выключателей. Например, с помощью четырехполюсной соединительной шины можно соединить между собой три четырехполюсных автоматических выключателя, трехполюсной соединитель-

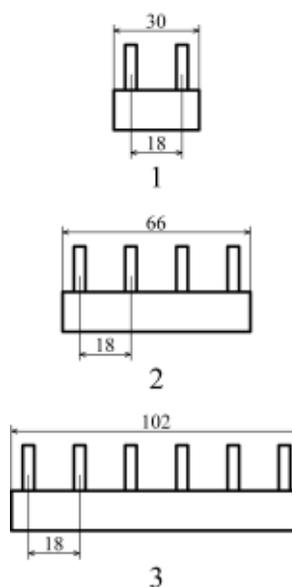


Рис. 6. Соединительные шины:

1 — однополюсные шины для соединения двух однополюсных автоматических выключателей без БКП или БКС;
2 — одно-, и двухполюсные шины для соединения соответственно четырех однополюсных и двух двухполюсных автоматических выключателей без БКП или БКС;
3 — одно-, двух- и трехполюсные шины для соединения соответственно шести однополюсных, трех двухполюсных и двух трехполюсных автоматических выключателей без БКП или БКС

ной шиной — четыре трехполюсных автоматических выключателя, а двухполюсной соединительной шиной — шесть двухполюсных автоматических выключателей.

Соединительная шина длиной 210 мм имеет пластмассовый корпус с закрытыми торцами. Это исключает прямое прикосновение пальцем к медным токоведущим частям соединительной шины, подключенным к выводам автоматических выключателей, которые могут находиться под напряжением.

При использовании соединительных шин длиной 1000 мм их разрезают на части, длина которых зависит от условий монтажа низковольтного распределительного устройства. После разрезания торцы соединительных шин должны быть закрыты специальными торцевыми крышками, выполненными из изоляционного материала.

Выпускают соединительные шины, используемые для соединения между собой автоматических выключателей, на которых установлено по одному блок-контакту положения (БКП) или блок-контакту срабатывания (БКС).

Выпускают также специальные соединительные шины, которые позволяют соединять устройство защитного отключения с автоматическими выключателями. Например, с помощью трехполюсной соединительной шины, имеющей 12 штырьков, можно соединить одно четырехполюсное

УЗО с тремя трехполюсными или девятью однополюсными автоматическими выключателями.

Некоторые фирмы производят соединительные шины, имеющие менее 12 штырьков (рис. 6). Их используют для соединения между собой, например, двух или шести однополюсных автоматических выключателей, двух или трех двухполюсных автоматических выключателей, и т.д. Длина этих шин зависит от суммарного числа полюсов соединяемых между собой автоматических выключателей.

Некоторые фирмы выпускают для автоматических выключателей бытового и аналогичного назначения устройства дистанционного управления, с помощью которых можно дистанционно включать и отключать автоматические выключатели. Для выполнения автоматических выключателей так называемого втычного типа выпускают специальные основания, оснащенные гнездовыми контактами. Автоматические выключатели, оснащенные штыревыми контактами, устанавливают на эти основания. Снимая выключатель с основания, его отключают от внешних электрических цепей, устанавливая на основание — подключают к этим цепям.

Для автоматических выключателей выпускают также различные приспособления, позволяющие, например, осуществить его механическую блокировку. С их помощью исключают несанкционированное перемещение органа управления автоматического выключателя, который находится в положении «Включено» или «Отключено». Для маркировки автоматических выключателей производят специальные пластмассовые маркеры или наклейки.

Литература

1. ГОСТ Р 50345—99 (МЭК 60898-95). Аппаратура малогабаритная электрическая. Автоматические выключатели для защиты от сверхтоков бытового и аналогичного назначения. — М.: ИПК «Изд-во стандартов», 2000.
2. ГОСТ Р МЭК 60898.2-2006. Выключатели автоматические для защиты от сверхтоков электроустановок бытового и аналогичного назначения. Ч. 2. Выключатели автоматические для переменного и постоянного тока. — М.: Стандартинформ, 2006.
3. Харечко Ю. В. Автоматические выключатели, выпускаемые для электроустановок жилых зданий // Главный энергетик, 2008, № 1.
4. International standard IEC 62019. Electrical accessories. Circuit-breakers and similar equipment for household use. Auxiliary contact units. Edition 1.1. — Geneva: IEC, 2003-01.
5. ГОСТ Р 50030.1-2000 (МЭК 60947-1-99). Аппаратура распределения и управления низковольтная. Ч. 1. Общие требования и методы испытаний. — М.: ИПК «Изд-во стандартов», 2001.
6. International standard IEC 60050-441. International Electrotechnical Vocabulary. Part 441: Switchgear, controlgear and fuses. Second edition. — Geneva: IEC, 1984-01.
7. International standard IEC 60050-441-am¹. International Electrotechnical Vocabulary. Part 441: Switchgear, controlgear and fuses. Second edition. Amendment 1. — Geneva: IEC, 2000—07.
8. International standard IEC 60947-1. Low-voltage switchgear and controlgear. Part 1: General rules. Fifth edition. — Geneva: IEC, 2007-06.

О НАМЕРЕНИИ ПРИБРЕСТИ «КОНТАКТОР» — УЛЬЯНОВСКИЙ ЗАВОД АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

В настоящий момент филиалы Группы расположены в более чем 60 странах. Ее товарооборот в 2006 г. достиг 3,7 млрд евро, ежегодные инвестиции в исследования и развитие составляют 5% от суммы продаж. Товарооборот ОАО «Контактор» за 2006 г. — 34 млн евро.

Ульяновский завод рассчитывает, что «Легран принесет в «Контактор» черты международной компании, технологическую экспертизу и новые возможности для финансирования коммерческих проектов» (заводская газета «Контакт», № 7 (19) 2007). Компания Legrand в свою очередь сообщает, что видит в приобретении завода способ укрепить свое положение на российском рынке и расширить ассортимент.

В преддверии скорой интеграции для ульяновцев были организованы экскурсии на предприятия Группы. Делегация технических специалистов завода побывала на заводах компании в Италии и Польше, а менеджеры отдела продаж, маркетинга и логистики посетили складской центр, производство и центральный офис Legrand во Франции.

<http://news.elteh.ru>

ФИНСКИЙ КОНЦЕРН ENSTO ОТКРЫВАЕТ В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ПО СБОРКЕ АРМАТУРЫ ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Руководители компании объясняют свое решение о запуске производства в России возросшим спросом на продукцию и необходимостью более гибко и быстро реагировать на изменения рынка. На базе нового предприятия планируется также создать учебный центр.

Теперь производственные мощности Ensto, которой в 2008 году исполнится 50 лет, размещены в 6 странах, включая Россию.

<http://news.elteh.ru>



СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ ЗА СЧЕТ РАЦИОНАЛИЗАЦИИ РАБОТЫ ТОКОПРИЕМНИКОВ

Повышение коэффициента мощности промышленного предприятия сводится в основном к рационализации работы основных потребителей реактивной мощности — асинхронных двигателей и трансформаторов.

Ниже приводятся основные мероприятия, направленные к рационализации работы асинхронных двигателей:

1. Замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности или замена на двигатели той же мощности, но с улучшенными характеристиками.

При замене двигателя двигателем меньшей мощности часто потери активной мощности ΔP_a из-за более низкого номинального КПД нового двигателя могут остаться неизменными или же увеличиться (рис.1), а потребление реактивной мощности в ряде случаев уменьшиться (рис. 2). Поэтому следует проверить целесообразность замены двигателей. Кроме того, следует учесть стоимость монтажных работ при замене двигателя.

Пример. Для привода центробежного насоса установлен двигатель типа АД-82/2, который имеет следующие данные: $P = 60$ кВт; $U_H = 380$ В; $\eta_H = 0,895$; $\cos \varphi_H = 0,91$; $T = 4000$ час/год.

Стоимость электроэнергии 2 руб/кВтч — $k_э = 0,1$. Предположим, что фактическая загрузка двигателя $P = 30$ кВт при $\cos \varphi_г = 0,81$, $\eta_г = 0,87$ и $Q_г = 24,7$ кВАр.

Определить целесообразность замены указанного двигателя на двигатель типа АД-72/2, имеющего данные: $P_H = 35$ кВт; $U_H = 380$ В; $\eta_H = 0,89$; $\cos \varphi_H = 0,90$; $I_0 = 23,0$ а.

Коэффициент загрузки двигателя АД-72/2 Р

$$\beta_2 = \frac{P}{P_H} = \frac{30}{35} = 0,86,$$

КПД при этом $\eta_2 \approx \eta_H 0,89$.

Реактивная мощность, потребляемая двигателем, определяется формулой:

$$Q_2 = Q_2 + \beta^2(Q_H - Q_0),$$

где

Q_0 — потребляемая реактивная мощность холостого хода. В данном случае:

$$Q_H = \frac{P}{\eta_H} \operatorname{tg} \varphi_H = \frac{35}{0,89} \cdot 0,49 = 19,3 \text{ кВАр};$$

$$Q_0 \approx \sqrt{3} I_0 U_H 10^{-3} = \sqrt{3} \cdot 23 \cdot 380 \cdot 10^{-3} = 15,1 \text{ кВАр}.$$

Следовательно,

$$Q_2 = 15,1 + 0,86^2(19,3 - 15,1) = 18,2 \text{ кВАр}.$$

Уменьшение потерь активной мощности в самом двигателе при замене находим из выражения:

ПУНКТЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ КОМПАНИИ «ИННОВАЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА»

Пункты типа ПКУЭ 6 (10) служат для решения следующих задач:

- учет активной и реактивной энергии прямого, а также прямого и обратного направлений в цепях трехфазного переменного тока на 6, 10 кВ;
- передача измеренных и вычисленных параметров электросети на диспетчерский пункт контроля, учета и распределения электроэнергии;
- создание автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

ПКУЭ применяется на воздушных линиях электропередач в области границ раздела балансовой принадлежности по стороне 6, 10 кВ.

www.ipenet.ru

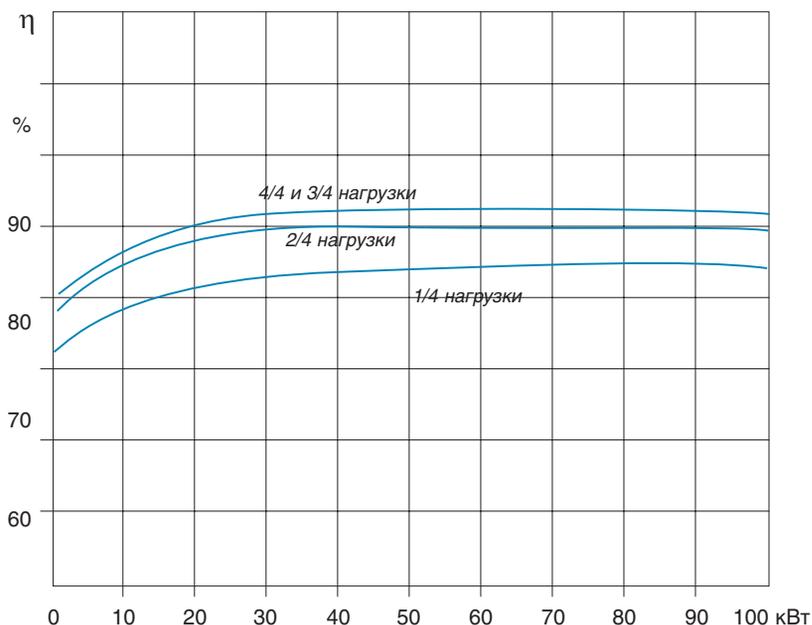


Рис. 1. Зависимость средних значений КПД от мощности (для асинхронных двигателей открытого и защищенного типов)

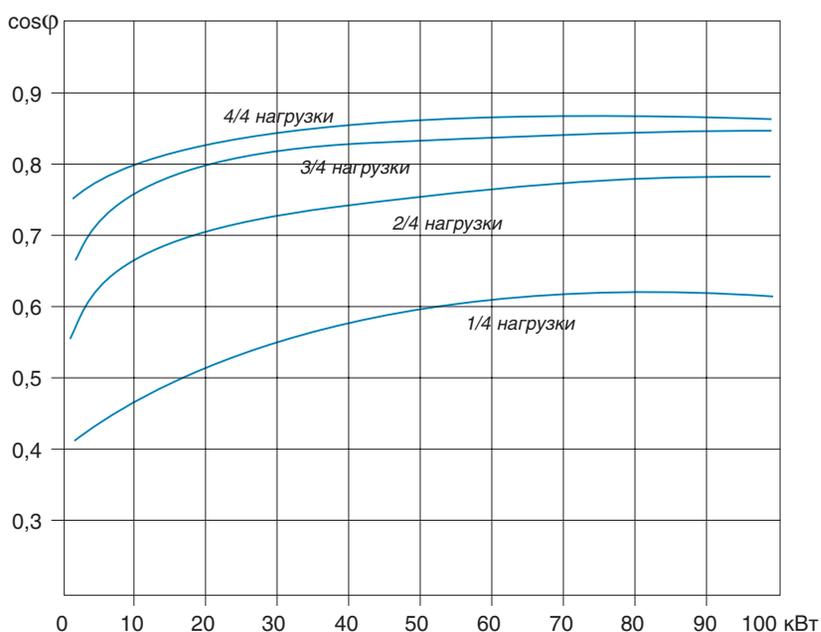


Рис. 2. Зависимость средних значений cosφ от мощности (для асинхронных двигателей открытого и защищенного типов)

НОВАЯ РАЗРАБОТКА ОАО «НОВАЯ ЭРА» КРУ НЭ

Компанией ОАО «Новая Эра» освоено выпуск комплектных распределительных устройств серии К-312 НЭ 6 (10) кВ на номинальный ток до 1250 А.

В отличие от уже известных аналогов габариты ячейки минимизированы. Ширина — 660 мм, глубина — 1500 мм, высота — 2200 мм.

КРУ-312 НЭ имеет одностороннее (двухстороннее) обслуживание. Выбор комплектующего оборудования по желанию заказчика. Степень защиты IP—23 и выше. Конструкция выполнена из оцинкованной стали. Фасадные поверхности имеют порошковое покрытие. Разработан широкий спектр главных цепей.

КРУ НЭ применяются для электропитания на электрических станциях, объектах нефтегазодобывающей отрасли (в т. ч. на плавучих буровых установках), промышленных предприятиях, в электрических сетях, а также на морских стационарных платформах и др.

www.newelectro.ru

КОМПАНИЯ «ИЭК» ПРЕДСТАВЛЯЕТ АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ

$$\Delta P_a = P \frac{\eta_2 - \eta_1}{\eta_2 \cdot \eta_1} = 30 \frac{0,89 - 0,87}{0,89 \cdot 0,87} = 0,8 \text{ кВт.}$$

Так как $TR_a > 0$, то замена целесообразна при любом k_3 .
Общая экономия потерь активной мощности равна:

$$\Delta P = \Delta P_a + k_3(Q_1 - Q_2) = 0,8 + 0,1(24,7 - 18,2) = 1,45 \text{ кВт.}$$

Годовую экономию получим:

$$\Delta W = 1,45 \cdot 4000 = 5800 \text{ кВт.ч}$$

или

$$2 \cdot 5800 = 11600 \text{ руб.}$$

Следовательно, в данном случае такая замена двигателей целесообразна и дает значительную годовую экономию.

2. Понижение рабочего напряжения для двигателей, работающих с малыми коэффициентами загрузки, путем:

1) Переключения малозагруженных двигателей (при загрузке 35% и ниже) напряжением 127/220 и 220/380 В с треугольника на звезду с помощью специальных переключателей или постоянной перепайкой статорных обмоток. Для двигателей с часто изменяющейся нагрузкой применяются автоматические переключатели с треугольника на звезду и обратно.

2) Секционирование статорных обмоток двигателей, загруженных до 50% номинальной мощности (рис. 3). Это мероприятие на практике осложняется необходимостью изготовления переключателей и перемотки обмотки с устройством до 18 выводов для их перепайки или их присоединения к переключателю. Коэффициент мощности при этом повышается с 0,5 до 0,8.

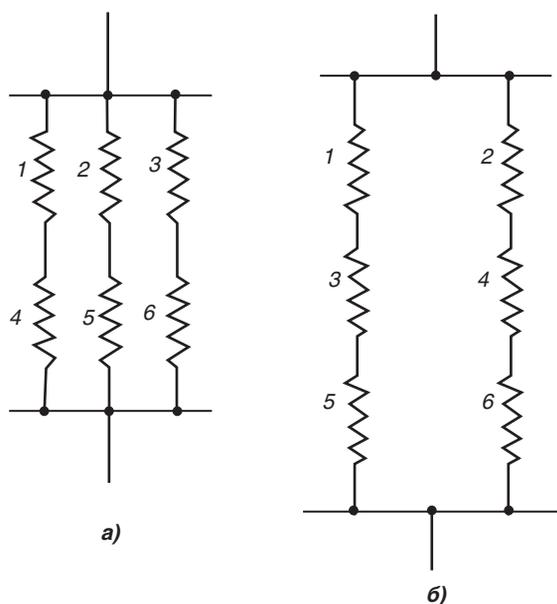


Рис. 3. Принципиальная схема переключения статорной обмотки асинхронного двигателя с трех параллельных ветвей на две

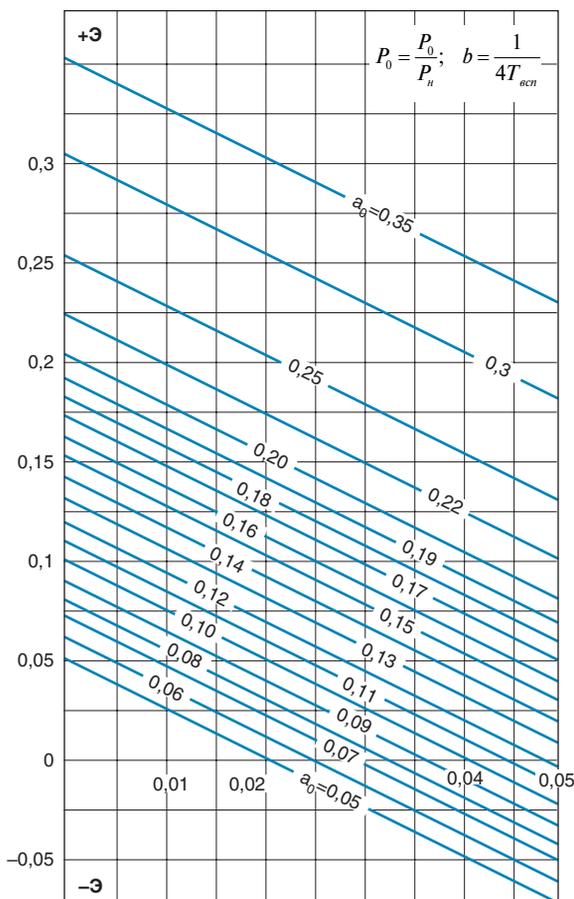


Рис. 4. Диаграмма для нахождения показателя эффективности Э в зависимости от мощности х. х. электропривода

3) Понижение напряжения фабрично-заводских силовых сетей путем переключения ответвлений понижающих цеховых трансформаторов для случая, когда все двигатели в цехе мало загружены и питаются от одного и того же трансформатора.

3. Ограничение времени работы двигателей на х. х., которое осуществляется на практике чаще всего с помощью автоматических ограничителей.

Если межоперационное время превышает 10 сек., применение ограничителей х. х. дает экономию активной и реактивной энергии, которая подсчитывается из выражений:

$$W_a = \mathcal{E} \frac{z P_n T_{эсн}}{3600} [\text{кВт.ч}],$$

$$W_p = \mathcal{E} \frac{z P_n T_{эсн}}{3600} [\text{кВА.ч}],$$

где

z — число технологических циклов в час;

P_n — номинальная мощность двигателя, кВт;

\mathcal{E} — коэффициент эффективности, определяемый по диаграмме рис. 4 в зависимости от мощности х. х. двигателя, измеряемой ваттметром;

\mathcal{E}_p — коэффициент эффективности, определяемый по диаграмме рис. 5 в зависимости от номинального коэффициента мощности двигателя;

$T_{всп}$ — продолжительность вспомогательного времени, сек/цикл.

Пример. Станок револьверный типа Р-136. Двигатель АД-42/4;

$P_H = 5,8$ кВт; $\cos \varphi_H = 0,86$; $P_0 = 1,25$ кВт;
режим: $T_{всп} = 16$ сек.;

$$a_0 = \frac{P_0}{P_H} = \frac{1,25}{5,8} = 0,215;$$

$z = 38$ циклов/час;

$$b = \frac{1}{4 \cdot T_{всп}} = \frac{1}{4 \cdot 16} = 0,0156;$$

находим по диаграмме рис. 4 $\mathcal{E} = 0,175$, тогда

$$W_a = 0,175 \frac{38 \cdot 5,8 \cdot 16}{3600} = 0,172 \text{ кВтч.}$$

По $\cos \varphi_H = 0,86$ и

$$C = \frac{1,5}{T_{всп}} = \frac{1,5}{16} = 0,094,$$

находим из диаграммы рис. 5 $\mathcal{E}_p = 0,355$, тогда

$$W_p = 0,355 \frac{38 \cdot 5,8 \cdot 16}{3600} = 0,349 \text{ кВтч.}$$

4. Повышение качества ремонта асинхронных двигателей. Выпуск из ремонта двигателей с большой неравномерностью загрузки отдельных фаз с увеличенным током х. х. или с отклонением от заводских обмоточных данных вызывает значительное повышение потребления двигателями реактивной мощности из сети.

5. Рационализация работы трансформаторов, заключающаяся в замене и перегруппировке их, а также отклю-

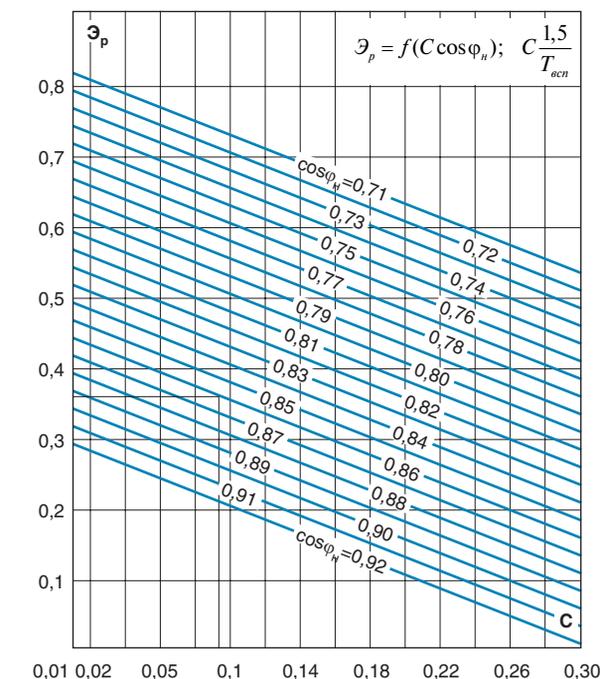


Рис. 5. Диаграмма для нахождения показателя эффективности \mathcal{E}_p , определяемого в зависимости от номинального коэффициента мощности асинхронного двигателя

чению трансформаторов во время работы на холостом ходу. Если при этом потребление реактивной мощности снижается, а потери активной мощности увеличиваются или наоборот, то следует решить целесообразность замены и перегруппировки трансформаторов.

По материалам компании «Матик-электро»

НОВОСТИ

ДЛЯ МУРМАНСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ВЫРАСТУТ НА 11%

Для крупных предприятий области тарифы на электроэнергию в 2008 году вырастут на 11%. Об этом ИА «Росбалт-Север» сообщили в комитете по тарифному регулированию Мурманской области. Средний тариф на электрическую энергию по Мурманской области на 2008 год составит 87,58 коп./кВтч без НДС, для населения с газовыми плитами — 130 коп./кВтч с НДС, с электроплитами — 91 коп./кВтч с НДС.

Как пояснили в комитете, на территории региона начали функционировать 5 гарантирующих поставщиков. Такое количество привело к значительному росту тарифа электрической энергии, однако сравнить его с тем, который действовал в 2007 году, не представляется возможным. Если раньше существовал один гарантирующий поставщик, и схему перекрестного субсидирования в энергетике можно было четко отследить, то теперь это сделать довольно сложно. Для одних потребителей по низкому напряжению тариф возрастет практически в 2 раза. В некоторых городах области тариф по низкому напряжению может остаться неизменным и даже понизиться.

Средний тариф для юридических лиц по Мурманской области, рекомендованный ФСТ, составляет минимум 86,81 коп. за 1 кВт/час, максимальный — 87,32 коп. В Архангельске максимальный тариф — 2 руб. 02 коп. за 1 кВт/час. Максимальный — 2 руб. 02 коп. Максимальный тариф для юридических лиц в Карелии — 1 руб. 12 коп. за 1 кВт/час, Республика Коми — 2 руб. 52 коп., Ненецкий автономный округ — 3 руб. 70 коп., Вологодская область — 1 руб. 53 коп. за 1 кВт/час, Калининград — 1 руб. 61 коп., Ленинградская область — 1 руб. 37 коп., Новгород — 1 руб. 78 коп., Псков — 1 руб. 90 коп., Санкт-Петербург — 1 руб. 59 коп.

ИА «Росбалт-Север»



С. П. Батуев,
К.Т.Н.,
генеральный директор
ООО СПКФ «ВАЛЕР»

ЗАЩИТА ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ И ТЕПЛООБМЕННИКОВ ОТ ЗАНОСА МЕХАНИЧЕСКИМИ ЗАГРЯЗНЕНИЯМИ

Известно, что основными загрязнениями сетевой воды механическими частицами являются:

- продукты коррозии трубопроводов тепловых сетей, систем отопления, теплообменного оборудования;
- шламовые отложения;
- минеральные примеси в виде частиц грунта и песка;
- посторонние фрагменты и случайные загрязнения.

Источниками загрязнений сетевой воды являются, главным образом, системы отопления зданий и сооружений, сетевые трубопроводы, а также попадание посторонних примесей при ремонте участков тепловых сетей.

Образование железоокисных отложений в системах отопления и трубопроводах тепловой сети в значительной степени обусловлено так называемой стояночной коррозией и отсутствием консервации оборудования в межотопительный период. Учитывая, что интенсивность стояночной коррозии в среднем в 15—20 раз выше интенсивности коррозии, протекающей в период эксплуатации, а также продолжительность межотопительного периода — в среднем 5 месяцев, это приводит к накоплению к началу отопительного периода большого количества железоокисных отложений в отопительных системах, сетях и оборудовании.

С началом отопительного периода эти отложения при включении циркуляции теплоносителя в большом количестве

попадают в тепловые сети. Концентрация загрязнений в обратной сетевой воде в этот период может многократно превышать нормативные значения по содержанию железа, взвешенных частиц, цветности, прозрачности, мутности. В динамике изменения показателей обратной сетевой воды в течение года, показанной на рис.1, это проявляется ярко выраженным «пиком» превышения указанных показателей сетевой воды.

Так, по данным некоторых теплоснабжающих предприятий (ГУП «ТЭК СПб» Северный филиал, Колпинский филиал, МУП «Водотеплоснаб», Всеволожск Ленинградской области, ЗАО «Лентеплоснаб» Пушкин, ОАО «РКС» — Тепловые сети Петрозаводска, ОАО «Теплоэнерго», Нижний Новгород и др.) качество обратной сетевой воды в период запуска тепловых сетей имеет следующие показатели (приведен диапазон значений):

- содержание железа общее, мг/куб. дм — 0,8...5;
- цветность по шкале СО-Pt, ° — 30...600;
- прозрачность по шрифту, см — 30...12;
- мутность, мг/куб. дм — 1,7...30
- содержание взвешенных веществ, мг/куб. дм — 5...1000.

Вынужденной мерой улучшения показателей качества сетевой воды является промывка сетей большим объемом

воды, прошедшей водоподготовку. Это ведет к безвозвратной ее потере.

Именно в пусковой период большую опасность для эксплуатации представляет занос водогрейных котлов механическими частицами, поступающими на котельные с обратной сетевой водой. При этом гидравлическое сопротивление котлов может стремительно — в течение нескольких суток и даже часов — увеличиться на 2...5 кгс/кв. см.

Рост гидравлического сопротивления котла неизбежно приводит к увеличению затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя, снижению КПД котла, а впоследствии — к необходимости проведения дорогостоящих химико-технологических обработок и ремонта конвективных поверхностей нагрева (особенно это относится к водогрейным котлам типа ПТВМ, КВГМ, имеющим развитые конвективные поверхности нагрева при малых диаметрах трубок).

Например, по данным МУП «Водотеплоснаб» гидравлическое сопротивление котлов ПТВМ на котельной № 18, необорудованной устройствами очистки сетевой воды от механических примесей, за отопительный сезон увеличивалось с нормативных 1,5 кгс/кв. см до 7 кгс/кв. см (рис. 2). Причем, максимальная степень прироста гидравлического сопротивления приходилась на первые недели пускового периода. Быстрый занос конвективных частей котлов приводил к необходимости постоянных ремонтов конвективных пакетов, а также проведению ежегодных химических промывок.

После установки в 2003г. оборудования для очистки обратной сетевой воды (гравитационно-инерционный фильтр-грязевик ГИГ-1000) и его эксплуатации в течение года гидравлическое сопротивление на котлах увеличилось на 0,5 кгс/кв. см; за последние 2 отопительных сезона сопротивление на котлах не изменяется.

По данным ОАО «Теплоэнерго» (Нижний Новгород) увеличение гидравлического сопротивления пиковых водогрейных котлов на Нагорной теплоцентрали до установки гравитационно-инерционных фильтров-грязевиков (ГИГ-2300, ГИГ-6400) составляло 4...5 кг/кв. см за отопительный период.

После внедрения указанных аппаратов прирост гидравлического сопротивления за отопительный сезон 2005/2006 года составил 0,3 кг/кв. см и продолжает оставаться постоянным. По эксплуатационным данным, в результате работы грязевиков ГИГ было уловлено и удалено из тепловой сети около 31 т механических примесей.

Выбор оборудования для очистки сетевой воды в значительной степени зависит от физико-химических свойств загрязнений. В связи с этим, большую важность представляют данные, характеризующие состав, структуру, свойства загрязнений.

По некоторым данным исследований и эксплуатации концентрации и дисперсный состав механических загрязнений значительно изменяются в течение отопительного периода.

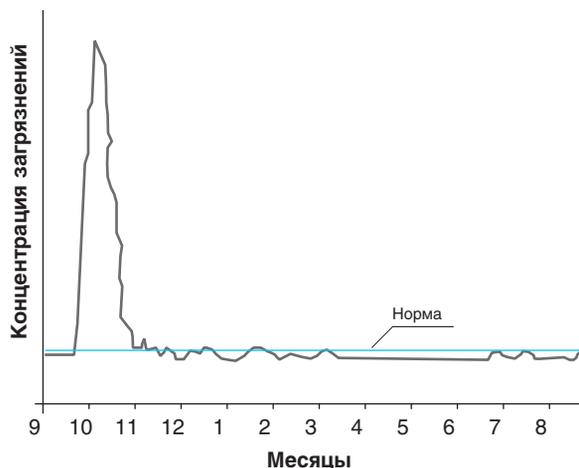


Рис. 1. Динамика изменения показателей обратной сетевой воды в течение года

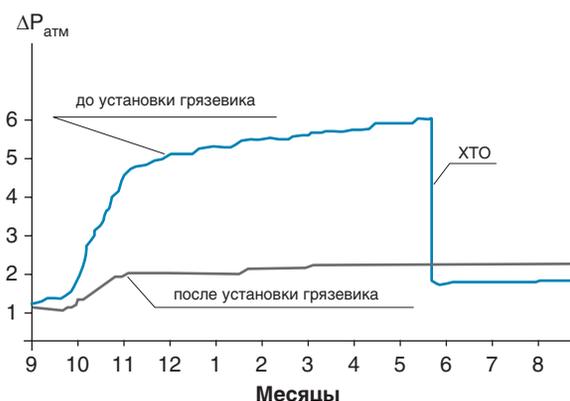


Рис. 2. Динамика изменения гидравлического сопротивления котла ПТВМ-50 в течение года

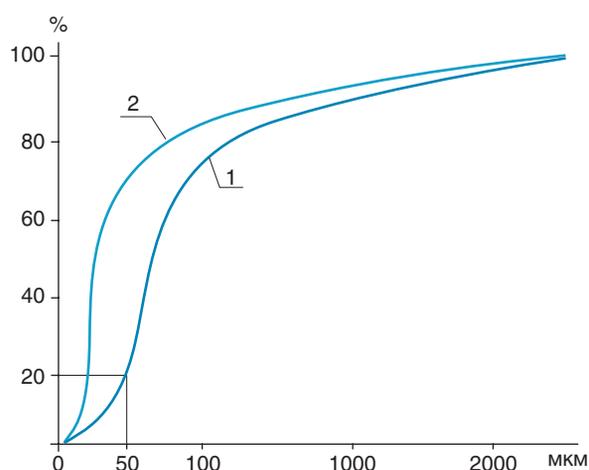


Рис. 3. Распределение размеров частиц загрязнений в обратной сетевой воде:

1 — в пусковой период;
2 — в установившийся период

Результаты гранулометрического анализа загрязнений

Класс крупности загрязнений, мкм	Свыше 5000	От 2000 до 5000	От 500 до 2000	От 200 до 500	От 160 до 200	От 100 до 160	От 71 до 100	От 20 до 71	Менее 20
Содержание, %	26,92	24,54	17,19	11,67	7,35	1,19	3,57	3,70	3,87

Так, по эксплуатационным данным (ГУП «ТЭК СПб», МУП «Водотеплоснаб») в пусковой период около 80...90% частиц загрязнений в сетевой воде имеют размер свыше 50 мкм (рис. 3), а их количество максимально. Кроме того, в период пуска с обратной сетевой водой поступает большое количество крупных механических примесей — отслоившиеся со стенок трубопроводов фрагменты окалины размером от 0,5 до 3 см, мелкие камешки, песок, сварочный грат и другие посторонние предметы.

Именно, такие загрязнения в силу больших значений концентраций, размеров и удельного веса имеют определяющее значение в негативном явлении заноса котлов и теплообменного оборудования механическими примесями и, особенно, в пусковой период.

Это косвенно подтверждается данными дисперсного (гранулометрического) анализа загрязнений, улавливаемых гравитационно-инерционными грязевиками ГИГ-5600 на пиковой котельной РТ «Парнас» (ГУП «ТЭК СПб»), где явление заноса водогрейных котлов не наблюдается с 1996 года, после установки этих устройств.

Визуальный осмотр уловленных механических загрязнений показал наличие наряду с большим количеством частиц продуктов коррозии сетей и минеральных примесей: крупных и мелких камешков, песка. Присутствие таких загрязнений, а также случайных, посторонних предметов в сетевой воде создает дополнительную опасность повреждения и (или) повышенного абразивного износа рабочих колес сетевых насосов.

Продолжительность пускового периода зависит от интенсивности подключения потребителей, качества предварительной промывки сетей, наличия оборудования для очистки обратной сетевой воды и может составлять в среднем от 15 до 30 дней.

При отсутствии оборудования для механической очистки обратной сетевой воды опасность заноса котлов сохраняется в течение всего отопительного периода.

Установка водоочистного оборудования значительно уменьшает период времени до достижения сетевой водой нормативных значений показателей.

Например, в результате длительной (более 10 лет) эксплуатации инерционно-гравитационных фильтров-грязевиков ГИГ-5600 на обратном трубопроводе котельной РТ «Парнас» (ГУП «ТЭК СПб») качество обратной сетевой воды достигает нормативных показателей в течение 5...10 дней.

Подобные результаты получены на многих котельных, оборудованных аппаратами для очистки сетевой воды (фильтры-грязевики ГИГ производства ООО «ВАЛЕР»,

Санкт-Петербург, высокоскоростные сетчатые фильтры ВСФ производства ОАО «КемеровоХиммаш», магнитные шламоотводители производства OBS SPAW-TEST, Польша).

После завершения подключения потребителей к тепловым сетям, стабилизации циркуляции теплоносителя и улавливания основного количества механических примесей водоочистным оборудованием, концентрация загрязнений в сетевой воде приближается к нормативным значениям, уменьшаются размеры взвешенных частиц загрязнений — около 50...60% частиц имеют размер менее 50 мкм (рис.3). Эти загрязнения в силу небольших значений концентраций и размеров уже мало влияют на процесс заноса, поскольку при нормативных скоростях движения воды в котлах практически не осаждаются.

Анализ распределения концентрации механических загрязнений по сечению горизонтального трубопровода (рис. 4) показывает, что крупные частицы (свыше 100 мкм) распределяются в области нижней образующей трубы и, тем самым, образуют наносные отложения на участках труб с низкими скоростями движения воды. Более мелкие частицы в потоке распределяются по сечению трубопровода достаточно равномерно в соответствии с профилем скорости движения воды в трубопроводе и при скоростях воды более 0,8 м/с практически не осаждаются.

Вероятно, этим объясняется тот факт, что анализом воды на содержание взвешенных веществ зачастую не обнаруживаются достаточно крупные механические загрязнения (свыше 100 мкм), и даже при нормативном значении концентрации взвешенных веществ в сетевой воде явление заноса котлов продолжается.

Приведенные данные указывают на актуальную необходимость применения устройств для защиты водогрейных котлов и теплообменного оборудования от заноса механическими загрязнениями, поступающими в котельные с обратной сетевой водой.



Рис. 4. Концентрация частиц в обратной сетевой воде

**ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО
ТОКА — АВДТ 32**

Автоматический выключатель дифференциального тока АВДТ 32 компании «ИЭК» защищает от поражения током, предотвращает пожары из-за утечки токов, оберегает электрооборудование от сверхтоков. Аппарат, в котором объединены функции дифференциальной защиты и автоматического выключателя, занимает два стандартных модуля в щитке (36 мм).

АВДТ 32 имеет двухполюсную конструкцию, в которой предусмотрен фазный полюс, защищенный от перегрузки и КЗ, и нулевой полюс с контактами, осуществляющими безыскровую коммутацию.

К присоединительным зажимам АВДТ 32 можно одновременно подключать гибкие проводники и шину типа Pin (штырь) или типа Fork (вилка).

Максимальная отключающая способность АВДТ 32—6000 А, характеристика отключения при дифференциальном токе — типа «А» (защита от синусоидальных и пульсирующих постоянных токов).

www.iek.ru

ПОСТАВКИ ГТУ GE ENERGY

На крупнейшую российскую частную электростанцию в Терешкове на юго-западе Москвы согласно контракту доставлено 3 газотурбинные установки GE Energy авиационного типа LM6000-PD Sprint единичной мощностью 46 МВт.

Электростанция будет работать по сложному циклу. Летом пар от котлов-утилизаторов будет направляться в паровую турбину. Суммарная электрическая мощность составит 150 МВт. Зимой пар будет использоваться для подогрева сетевой воды. В режиме когенерации тепловая мощность станции — 150 Гкал/час.

В качестве первичного топлива будет использоваться природный газ.

Газотурбинные установки LM6000-PD Sprint разрабатывались на заводе в Эвендейле (Огайо), сборка и тестирование осуществлялись на сборочном предприятии GE Energy в Хьюстоне (Техас).

Аналогичный проект осуществляется для Кожуховской электростанции на востоке Москвы. Три ГТУ LM6000-PD Sprint также доставлены на станцию.

При выборе устройств для очистки сетевой воды от загрязнений, наряду с характером загрязнений, важное значение имеют такие показатели, как эффективность очистки, возможная производительность по воде и рабочий диапазон расходов, простота и удобство эксплуатации.

Например, устройства, использующие сетчатые перегородки или фильтрующие патроны (загрузки), отличаются быстрым нарастанием гидравлического сопротивления и необходимостью очистки или замены указанных элементов.

При этом аппарат должен выводиться из работы, а загрязненная вода в этот период направляется по байпасной линии без очистки или через дополнительный, резервный аппарат.

В период пуска тепловых сетей это приводит к необходимости частого обслуживания таких аппаратов, что существенно увеличивает эксплуатационные расходы. Этот факт хорошо показан и подтвержден данными датских исследователей (Датский совет по централизованному теплоснабжению). Устранение данного недостатка возможно путем автоматизации процесса отмывки сетчатых перегородок или фильтрующих материалов, однако, это также приводит к росту затрат на эксплуатацию.

Существует также возможная опасность повреждения сетки крупным фрагментом загрязнения в воде или случайным предметом, которое может быть не зафиксировано персоналом. В этом случае, эффект очистки воды резко снижается.

Подобных недостатков лишены устройства, использующие гидродинамические принципы очистки (например, сочетание процессов инерции и гравитации). Комбинированное использование этих процессов реализовано в инерционно-гравитационных грязевиках ГИГ.

Такие аппараты имеют незначительное и постоянное гидравлическое сопротивление, независимое от количества уловленных загрязнений. Они не требуют резервирования, а также специального обслуживания, остановки в ходе эксплуатации, не могут быть повреждены при попадании в них крупных фрагментов и посторонних предметов с сетевой водой.

Удаление накопленных загрязнений из корпуса грязевиков ГИГ производится в ходе работы устройства кратковременным открытием дренажей.

Высокая производительность (до 6000 куб. м/час и выше) и эффективность очистки сетевой воды в таких устройствах (до 90% для тяжелых частиц загрязнений с размером более 50 мкм) сочетается с надежностью и простотой эксплуатации.

Внедрение грязевиков ГИГ ведется с 1991 года. Накопленный большой положительный опыт эксплуатации аппаратов ГИГ позволяет рекомендовать их широкое применение для очистки обратной сетевой воды от механических примесей.



Ю. Н. Осипов,
аудитор по метрологическому
обеспечению и техническому
регулированию дирекции
«Энергосбыт» ГУП «ТЭК СПб»

ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЩИТЕ ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ ОТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА

В связи с введением в действие с 01.03.2003 документа Госстандарта РФ ГОСТа Р 8.596-2002 [1], необходимо пересмотреть требования к процедуре аттестации теплосчетчиков (ТС) и пакетов программного обеспечения, которые используются в тепловычислителях (ТВ) и первичных преобразователях расхода (ППР).

Несмотря на то, что уже имеется целый ряд действующих нормативных документов, которые позволяют выполнять аттестацию алгоритмов и программ обработки данных при измерениях тепловой энергии измерительными системами (ИС) — теплосчетчиками, в настоящее время, эта процедура не является обязательной.

Так как программное обеспечение (ПО) ТС применяется в области действия государственного метрологического контроля и надзора (ГМКИН), то оно обязано иметь надежную и проверяемую защиту от несанкционированного доступа с целью изменения версии ПО, алгоритмов, настроечной базы данных, архивов с результатами измерений, настроечных коэффициентов первичных измерительных приборов.

Требования к ПО ТС и его целостности вызваны необходимостью сохранения в процессе эксплуатации: метрологических свойств ТС, достоверности результатов измерения в процессе измерений, вычислений процессора ТС, архивных данных, а также их конфиденциальности при съеме и передаче по каналам связи.

Совершенно недопустимым является существование возможности несанкционированного доступа к ТС, со стороны производителей и обслуживающих сервисных организаций, после осуществления Государственной поверки.

Не секрет, что некоторые производители ТС осуществляют обучение методикам несанкционированного доступа к ТС при наличии пломб Государственного поверителя и комплектуют адаптерами для осуществления «доступа под пломбу» своих региональных представителей и сервисные обслуживающие организации.

В результате «Энергосбыты» теплоснабжающих предприятий вынуждены содержать высококвалифицированных специалистов для осуществления метрологического контроля за «правильной» работой действующих узлов учета тепловой энергии, что само по себе является прямой задачей государственной метрологической службы, и это, несмотря на то, что Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии осуществляет первичную аттестацию ТС, а Федеральная служба по экологическому, техническому и атомному надзору РОСТЕХНАДЗОР РФ осуществляет экспертизу ТС.

Вынужденное дублирование функций вышеуказанных государственных учреждений со стороны метрологических служб «Энергосбытов» теплоснабжающих предприятий позволяет сделать предположение, что регулирующие и регламентирующие требования в законах о техниче-

ком регулировании и обеспечении единства измерений не работают.

Поэтому возникает несколько вопросов:

1. Почему производители и поставщики тепловой энергии вынуждены содержать в своих службах главного метролога, специалистов, которые достаточно хорошо подготовлены и разбираются в вопросах: разработки, подготовки документации (ТЗ, программа испытаний, ТУ и т.д.) и проведения испытаний с целью утверждения типа новых средств измерений (измерение температуры, давления, расхода), практических аспектов радиозлектроники и электротехники, электробезопасности, программирования, метрологии и метрологического обеспечения, нормативно-правовой метрологической базы, нормативно-технической документации, эксплуатационного обеспечения СИ, нормативных требований к монтажу СИ на технологических трубопроводах, эксплуатации технологических установок, проектирования технологических процессов. Понятно, что число специалистов с таким разносторонним уровнем профессиональной подготовки будет конечным, но без их участия поставить надежный заслон от проникновения на внутренние рынки СИ низкого качества невозможно.

2. Почему производители ТС выпускают продукцию с различными вариантами возможностей несанкционированного доступа к ПО, договорной настроечной базе данных, настроечным коэффициентам и почему это выгодно производителям и сервисным обслуживающим организациям?

3. Почему Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии и Федеральная служба по экологическому, техническому и атомному надзору РОСТЕХНАДЗОР РФ утверждают результаты первичной аттестации и экспертизы ТС и выдают сертификаты об утверждении типа измерений и экспертные заключения на ТС, без проверки по МИ 2891-2004 защищенности должного уровня от несанкционированного доступа к ПО, договорной настроечной базе данных, настроечным коэффициентам и т.д.?

4. Что является причиной сложившейся практики — наличие взаимоисключающих противоречий в метрологической нормативной базе, которые не позволяют Федеральному агентству по техническому регулированию и метрологии и Федеральной службе по экологическому, техническому и атомному надзору РОСТЕХНАДЗОР РФ обеспечивать выполнение требований к метрологическому обеспечению измерительных систем на должном уровне или требуется создание новых метрологических нормативных документов, которые бы четко и жестко определили порядок проведения всех необходимых и достаточных контрольных процедур или тот и другое?

Отвечать на подобные вопросы нет необходимости, т.к. следует принимать такие практические решения, при которых подобные вопросы не будут возникать.

Конечно, действующая метрологическая нормативная документация явно нуждается в значительной доработке и существенных дополнениях, что выявляется в процес-



се ее практического применения метрологами службы эксплуатации предприятий всех отраслей промышленности. Отсутствие эффективно действующей обратной связи в этих звеньях является причиной и поводом для разработки и выпуска в эксплуатацию СИ с низкими эксплуатационными характеристиками и метрологической надежностью.

Для нормализации сложившейся практики и исключения возможности повторения допущенных ошибок в будущем, а также в целях обеспечения и соблюдения выполнения требований Закона РФ «Об обеспечении единства измерений», необходимо осуществлять в обязательном порядке:

- экспертную оценку ПО СИ, с указанием версии при проведении испытаний с целью утверждения типа, а также каждой новой версии ПО с последующим внесением ее в описание типа в листе «внесение изменений»;
- аттестацию алгоритмов и программ обработки данных, используемых при измерениях;
- проверку сохранения версии ПО СИ при осуществлении очередной государственной поверки.

Существующие процедуры сертификации и экспертизы в настоящее время не предусматривают проверку защищенности средств измерений, измерительных систем и их интерфейсных каналов от несанкционированного доступа, не определяют необходимые и достаточные требования к уровням защиты, что является причиной возникновения серьезных проблем у теплоснабжающих предприятий, при осуществлении контроля за состоянием УУТЭ у абонентов.

Вызывает удивление содержание определяющего документа, как «РМГ 51-2002. Рекомендации по межгосударственной стандартизации государственной системы обеспечения единства измерений». Документы на методики поверки средств измерений». В этом определяющем документе нет ни одной фразы о необходимости предусматривать процедуры по проверке и подтверждению сохранения первоначальной версии программного продукта.

Иными словами, если в процессе эксплуатации СИ будет изменена его версия ПО, при условии наличия несанкционированного доступа к ПО, то после осуществления процедуры периодической государственной поверки СИ Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии будет продлено действие МПИ, но уже для совершенно нового СИ, а это недопустимо.

На практике происходит следующее:

- разработчик-производитель разрабатывает ИС первого типа — ТС на базе тепловычислителя, преобразователя расхода, давления и температуры;
- подготавливает необходимый пакет документов для проведения государственных испытаний средства измерений с целью утверждения типа средств измерений, проводит испытания и получает необходимый сертификат.

Такой сертификат не содержит сведений о представленной на испытания версии ПО, т.е. после проведения испытаний для утверждения типа с какой-то имеющейся версией ПО, новых версий ПО может быть великое множество (при наличии несанкционированного доступа к ПО СИ поставить новую версию с помощью компаратора минутное дело). При отсутствии утвержденного листинга первоначальной версии ПО, идентифицировать и подтвердить ее сохранение, при проведении очередной поверки практически невозможно.

Тем временем, разработчик-производитель продолжает разрабатывать и внедрять все новые и новые версии ПО и «обкатывать» их за счет потребителей на глазах изумленных поставщиков тепловой энергии, на основании того, что Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии выдало ему indulgence в виде сертификата об утверждении типа СИ на все мыслимые и немыслимые версии ПО, а Федеральная служба по экологическому, техническому и атомному надзору РОСТЕХНАДЗОР выдала ему на руки результаты проведенной экспертизы, в которой указано, что СИ с любыми версиями ПО (прямо об этом не указано, но раз не сказано, что так нельзя, то можно все, что угодно) будет соответствовать всем требованиям всех нормативных документов и всегда будет рекомендовано к применению.

В результате разработчик-производитель получил разрешительные документы на выпуск и реализацию нового СИ, разрешительные и надзорные органы заработали деньги за осуществление всех необходимых процедур, а у потребителей и поставщиков тепловой энергии, сразу появляется ряд проблем:

1. Как заставить проектировщиков правильно предусмотреть требования к монтажу преобразователей температуры, расхода и давления, если эти требования нормативно не определены, а сам производитель понятия не имеет, как это вообще может быть осуществлено на практике?

2. Как заставить монтажников правильно смонтировать преобразователи температуры, расхода и давления и какие отборные устройства можно применить для сохранения метрологических и эксплуатационных характеристик СИ?

3. Как обучить свой персонал правильно контролировать осуществляемые измерения рабочих параметров сетевой воды правильно их оценивать, если неизвестно, с какими результатами измерений придется столкнуться после выполнения монтажа измерительных преобразователей на трубопроводах?

4. Как заставить сервисные обслуживающие организации «честно» представлять в «Энергосбыты» теплоснабжающих предприятий результаты измерений потребленной тепловой энергии абонентами?

На практике, измерения температуры, расхода и давления в целях определения поставляемой или потребляемой тепловой энергии осуществляются в соответствии с инструкциями по монтажу от предприятия-изготовителя, в которых, как правило, не учтены требования, которые бы обеспечили сохранение метрологических и эксплуатационных характеристик СИ. Причина возникновения этой ситуации понятна, т.к. она вызвана тем, что предприятия, которые начали специализироваться на разработке и изготовлении СИ предназначенных для измерений рабочих параметров теплоносителя для определения тепловой энергии, в свое время, не обратились в Ассоциацию «Монтажавтоматика», которая исторически специализировалась на разработке технических требований для производства монтажа СИ, закладных и строительных конструкций, монтажных чертежей для установки СИ на технологическом оборудовании, а в результате требования к проектированию и к монтажу для этой продукции в настоящее время не регламентируются и не контролируются ни одним нормативным документом. При этом следует учитывать, что требования к СИ и производимым ими измерениями в коммерческих целях выше, чем для технологического контроля.

В результате, производители и поставщики тепловой энергии вынуждены принимать на себя не свои собственные функции и рекомендовать производителям преобразователей расхода и преобразователей температуры принять все необходимые меры для выработки технических требований и рекомендаций к монтажу СИ на трубопроводах для создания условий сохранения заявленных метрологических и эксплуатационных характеристик после окончания производства монтажных работ.

В результате проведенной работы появились сертификаты соответствия по системе добровольной сертификации на продукцию ряда производителей, таких как:

1. ЗАО «Взлет»:

- Бобышки стальные приварные типа БС1 и БП1. ТУ B21.08-00.00ТУ;

- Сертификат соответствия РОСС RU. МН02. Н00018;
- Гильзы защитные. ТУ В21.00—29.00ТУ;
- Сертификат соответствия РОСС RU. МН02. Н00017;
- Комплекты присоединительной арматуры «Взлет КПА». ТУ В21.07-00.00ТУ;
- Сертификат соответствия РОСС RU. МН02. Н00016;
2. ООО «ИНТЭП»:
- Бобышки стальные приварные БП. ТУ ВУ300044107.009-2006;
- Сертификат соответствия РОСС ВУ. МН02. Н00024;
- Гильзы защитные. ТУ ВУ300044107. 010-2006;
- Сертификат соответствия РОСС ВУ. МН02. Н00023;
3. ЗАО «Теплоэнергомонтаж»:
- Бобышки БТП 1 и БТП 2. ТУ 4211-001-31050776-2004
- Сертификат соответствия РОСС RU. ГС03. Н00006;
- Гильзы термометрические ГТ 2.5; ГТ 6.3. ТУ 4211-002-31050776-2005;
- Сертификат соответствия РОСС RU. ГС03. Н00007;
- Комплекты присоединительные КП. ТУ 4193-004-31050776-2005;
4. ООО «ТБН энергосервис»:
- Бобышки приварные резьбовые. ТУ 3790-011-42968951-04;
- Сертификат соответствия РОСС RU. И117.04 ТБОО; №Ст. RU. НПРТ. С.00004;
- Гильзы защитные термометрические. ТУ 4211-012-42968951-04;
- Сертификат соответствия РОСС RU. И117.04 ТБОО; №Ст. RU. НПРТ. С.00002;
5. ООО НПП «Тепловодохран»:
- Гильзы термометрические защитные для термопреобразователей сопротивления ГТЗ. ЮТЛИ. 408729.000ТУ;
- Сертификат соответствия РОСС RU. МИ02. И00020.
6. ЗАО НПФ «Теплоком»:
- Комплекты соединений трубопроводов монтажные КМ. РБЯК. 302422.047ТУ;
- Сертификат соответствия РОСС RU. АЕ44. В26395.

Проведение сертификационных испытаний для перечисленного выше ряда изделий и освоение их выпуска и поставок в настоящее время позволило обеспечить выполнение практических измерений рабочих параметров теплоносителя в узлах учета тепловой энергии при условии сохранения заявленных метрологических и эксплуатационных характеристик СИ.

Такое практическое обеспечение метрологического обеспечения СИ со стороны теплоснабжающих предприятий долго продолжаться не может и не должно. Пора подготовить к утверждению нормативный документ, на основании которого может быть приостановлено действие лицензий на производство и продажу некачественной продукции, в случае нанесения прямого или косвенного финансового ущерба поставщикам или потребителям в результате отсутствия необходимых и достаточных технических требований к монтажу, наладке и эксплуатации СИ от производителя. Вся эта информация должна быть подробно и полно излагаться в инструкциях по монтажу и эксплуатации. Требования к полноте и качеству содержания эксплуатационных документов в ГОСТе 2.601 определены недостаточно подробно, а в результате появляются куцые и непонятные инструкции, на основании которых невозможно правильно выполнить монтаж и при этом сохранить эксплуатационные и метрологические характеристики СИ. Существование такой ситуации необходимо полностью исключить.

Почему такое положение выгодно для производителя недоброкачественной продукции? Ответ прост — если монтажная организация выполнила общие положения инструкции по монтажу СИ, в которой отсутствуют необходимые подробности, не выполнение которых приводит к выводу СИ из строя

По словам генерального директора подразделения GE Energy по производству решений на базе авиационных двигателей Чарлза Чип Блакеншипа, с учетом проектов для Кожуховской и Терешковской электростанций в настоящее время в России на стадии эксплуатации или заказа насчитывается 21 газотурбинная установка производства GE на базе авиационных двигателей.

www.gtt.ru

КОНТАКТОРЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ СЕРИИ LC1

ЭТК «Энергия» приступила к производству контакторов для электродвигателей, серии LC1, под торговой маркой компании «Энергия».

Контакторы LC1 «Энергия» представляют собой элемент дистанционного управления подключением или отключением цепей питания электродвигателей, вентиляторов и других устройств. Контакторы LC1 состоят из системы главных контактов, а также электромагнитной и дугогасительной систем. В комбинации с дополнительными блоками контактов, реле времени и механическими блокираторами, контакторы LC1 могут применяться в качестве контактора с выдержкой времени, контактора с механической блокировкой, пускового переключателя и т.п. В случае использования данного контактора в паре с тепловым реле образуется пускатель срабатывания на ток, заданный реле.

Контакторы серии LC1 устанавливаются в цепях переменного тока с номинальным напряжением до 660В (50—60Гц) и током нагрузки до 95А.

www.energy-etc.ru

ЗАМЕНА АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ MOELLER

Начиная с IV квартала 2007 года, компания Moeller производит замену автоматических выключателей PMC на автоматические выключатели LZM.

Особенности новой серии LZM

- четыре типоразмера с номинальными токами от 20 до 1600 А;
- предельная коммутационная способность 36 кА (вместо 25 кА у PMC);
- диапазон токов второго типоразмера расширен с 250 до 300 А;

или к метрологическому отказу, то покупатель вынужден обращаться к производителю с просьбой отремонтировать поврежденное СИ или заменить его на новый с соответствующей оплатой. Иными словами, производитель-продавец остается всегда в выигрыше и ему совершенно невыгодно давать все необходимые подробности в инструкциях по монтажу и эксплуатации, так как в этом случае, если выявятся дефекты продукции, причиной которых является ее низкое качество, то производитель-продавец вынужден будет произвести замену СИ бесплатно или вернуть деньги покупателю.

Вопрос — кто такой документ подготовит и утвердит в соответствующих инстанциях?

Кроме того, следует дополнить действующие государственные стандарты обязательными требованиями:

1.1. ГОСТ 6651-94 Термопреобразователи сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний:

- необходимо определить требования к испытаниям термометров, предназначенных для измерений для осуществления технологического или коммерческого контроля (холодная и горячая вода, пар, газ, мазут, нефть);

- комплекты термометров для теплосчетчиков должны выпускаться двух типов — для применения без гильз и для применения с гильзами. Такое различие должно помечаться в маркировке, в том числе и для случая, когда возможно применение в обоих вариантах;

- комплекты при использовании с гильзами должны поставляться совместно с гильзами, и их эксплуатационная документация должна содержать обязательные характеристики с гильзами;

- комплекты того и другого типов должны содержать в маркировке или эксплуатационном документе значение минимальной глубины погружения;

- программа испытаний для целей утверждения типа в необходимых случаях должна включать испытания с гильзами;

- при проверке должны проверяться только сами термометры комплекта;

- эксплуатационный документ должен содержать сведения о допустимых к использованию типах прямых и скошенных бобышках, в которые допускается установка термометров комплекта.

1.2. ГОСТ Р 51649-2000. Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения:

- любая первоначальная версия ПО (как и все последующие) тепловычислителя должна быть аттестована;

- должен быть определен уровень защиты для тепловычислителей, теплосчетчиков, преобразователей расхода, давления и температуры с учетом требований МИ 2891-2004;

- должно выполняться пломбирование госповерителем СОМ-портов тепловычислителей после первичной или очередной поверки и после подключения к аттестованной сети сбора и передачи данных на сервер.

1.3. ГОСТ Р 50601-98. Счетчики питьевой воды крыльчатые. Общие технические условия. ГОСТ 28723-90.

Расходомеры скоростные, электромагнитные и вихревые. Общие технические требования и методы испытания:

- проведение испытаний с целью определения предельно-допустимой величины продольного сжатия корпуса преобразователя расхода до начала появления остаточной деформации корпуса (деталей корпуса) и дополнительной относительной погрешности в измерении расхода;

- определение необходимой и допустимой величины затяжки гаек на болтах и шпильках для преобразователей расхода фланцевого и безфланцевого исполнения с целью определения, требуемой величины упругости материала корпуса преобразователя расхода;

- пломбирование госповерителем СОМ-портов в первичных преобразователях расхода;

- конструктивное исполнение преобразователей расхода должно обеспечивать доступ к электронному блоку и контрольным точкам только госповерителю; установку пломбы госповерителя на внутреннюю крышку, которая закрывает доступ к электронному блоку; возможность подключения проводов кабелей к строго определенному количеству клеммных зажимов в соответствии со схемой подключения;

- расходомеры должны быть обеспечены производителем поставкой присоединительных комплектов к нему для крепления к трубопроводам, обеспечивающим сохранение, после выполнения монтажа, всех метрологических и эксплуатационных характеристик, как минимум, на весь срок МПИ и, как максимум, на весь заявленный и утвержденный срок эксплуатации;

- расходомеры должны иметь не стираемую память, в которой должна храниться вся история производимых настроек с правом доступа для съема и просмотра только для госповерителя и представителя теплоснабжающей организации;

- проведение сертификационных испытаний расходомеров с присоединительными комплектами в целях исключения возможности появления дополнительной относительной погрешности измерений.

Литература

1. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

2. МИ 2891-2004. ГСИ. Общие требования к программному обеспечению средств измерений.

3. Сборник докладов международной научно-технической конференции «Метрологическое обеспечение измерительных систем», под ред. А. А. Данилова. — Пенза, 2004.

4. Сборник докладов международной научно-технической конференции «Метрологическое обеспечение измерительных систем», под ред. А. А. Данилова. — Пенза, 2005.

5. ГОСТ Р 51649-2000. Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия.

6. ГОСТ Р 50601-98. Счетчики питьевой воды крыльчатые. Общие технические условия.

7. ГОСТ 28723-90. Расходомеры скоростные, электромагнитные и вихревые. Общие технические требования и методы испытания.



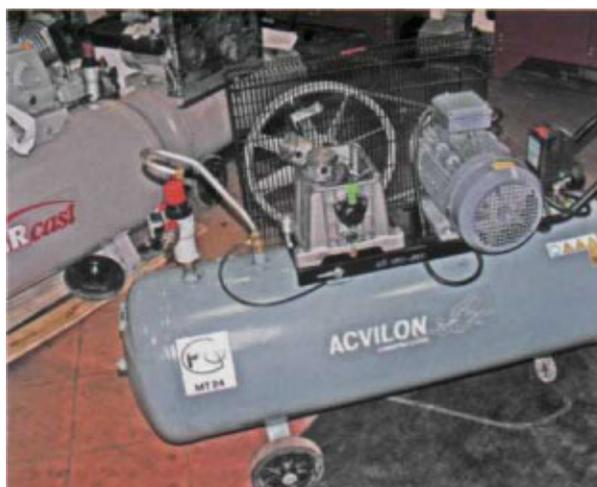
В. Васильев

КОМПРЕССОРЫ — КРИТЕРИИ ВЫБОРА И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Выбор компрессорного оборудования нередко вызывает определенные трудности у технических специалистов и руководителей строительных организаций, не говоря уже о частных пользователях. Ситуация усугубляется тем, что сегодня рынок компрессоров представлен не только впечатляющим разнообразием образцов, но и огромным количеством компаний-изготовителей — от крупнейших мировых лидеров до малоизвестных китайских кооперативов. Необходимо учитывать и тот факт, что в большинстве случаев производственная программа настолько разнообразна, что порой трудно отдать предпочтение какой-либо конкретной модели даже в рамках номенклатуры изделий, предлагаемых одной фирмой.

Это только на первый взгляд все кажется просто: у компрессора два основных параметра — производительность и максимальное давление. Исходя из этих величин выбирается модель компрессора, его тип (поршневой или винтовой), а затем сравниваются прайс-листы различных производителей и приобретается оборудование у того продавца, который способен предложить более выгодную цену. Но в этом случае часто выпускают из виду другие параметры, которые способны оказать серьезное влияние на принятие решения о покупке. Например, всегда ли учитываются такие дополнительные нюансы, как стоимость подключения, технического обслуживания, запасных частей или надежность оборудования? Все ли задумываются над тем, а что произойдет, если компрессор выйдет из строя; кто, как, когда и в какие сроки будет его ремонтировать?

Таким образом, критериев, которые могут повлиять на решение о покупке, очень много. Рассмотрим их подробнее.



Поршневый компрессор Acvilon (Италия) серии АВ

Производительность

Если необходима замена старого компрессора новым, то его производительность, т.е. объемный расход воздуха, уже известен из практики работы, и здесь трудностей не возникает. Сложнее, когда речь идет об оснащении компрессорным оборудованием нового строительного объекта или участка. Во-первых, нужно определить собственную потребность в воздухе, а во-вторых, исходя из этого подобрать соответствующую модель компрессора. Собственная потребность определяется на основе рабочих характеристик потребителей воздуха, которые приведены в техпаспорте на оборудование. Но, определив количество потребителей сжатого воздуха и просто сложив величины

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

расходов, можно совершить довольно грубую ошибку. Ведь пневматическое оборудование чаще всего используется в работе не постоянно, а с определенными перерывами. И у каждого вида есть свой так называемый коэффициент использования. Поэтому правильнее будет провести расчет по следующей несложной формуле:

$$Q = Q_1 \cdot K_1 + Q_2 \cdot K_2 + \dots + Q_n \cdot K_n,$$

где

Q — общее потребление воздуха;

Q_1, \dots, Q_n — потребление воздуха единицей оборудования;

K_1, \dots, K_n — коэффициенты использования оборудования.

Коэффициент использования можно определить опытным путем либо воспользоваться ориентировочными значениями. Так, для пневмоинструмента значение K рекомендуется принимать равным примерно 35%. Полезно также воспользоваться усредненными значениями величины расхода воздуха и коэффициентов использования оборудования. Для некоторых видов используемых в строительстве инструментов эти данные приведены в таблице 1. Еще коэффициент использования оборудования может быть определен как отношение времени работы оборудования к определенному временному интервалу. Например, если какой-то инструмент работает в среднем 20 мин. в течение часа, то значение его K составляет 0,33, или 3%. И при указании в паспорте величины расхода воздуха 400 л/мин. Для расчета используется $0,33 \times 400 = 133$ л/мин.

Наряду с этим необходимо учесть вероятность одновременной работы всего оборудования. Эта величина определяется коэффициентом синхронности работы оборудования, значения которого приведены в таблице 2.

Таким образом, рассчитанное ранее значение общего потребления сжатого воздуха необходимо умножить на соответствующий коэффициент синхронности. Но и это еще не все. Во-первых, полностью герметичных пневмомагистралей не бывает — в любой системе обязательно существуют утечки, а во-вторых, желательно предусмотреть перспективу дальнейшего расширения числа потребителей сжатого воздуха. Рекомендуется учесть эти два момента, увеличив на 15—20% уже полученное с учетом коэффициента синхронности общее значение расхода воздуха. И только после принятия всех составляющих на основании расчетов и с учетом характера потребления сжатого воздуха выбирается оборудование для его производства. Одновременно следует обратить внимание на температуру воздуха, при которой эксплуатируется оборудование (компрессоры без специальной подготовки работают при температуре окружающего воздуха от +5°C до +40...+45°C). Для строительства это имеет серьезное значение.

И последнее. Если у потребителя уже существует пневматическая магистраль, надо обязательно проверить ее на герметичность, а если идет оснащение нового объекта — сразу подумать о том, как ее правильно спроектировать и смонтировать.

Таблица 1

Коэффициент использования для некоторых видов пневмоинструмента

Пневматический инструмент	Средний расход воздуха, л/мин	Коэффициент использования оборудования
Пневмодрели (прямые, угловые)	900—2000	0,3
Пневмозубила	300—600	0,3
Шуруповерты	350—450	0,3
Полировочная машинка	500—600	0,6
Шлифовальные машины	900—1600	0,6
Пневмогайковерты	600—1000	0,2
Пневматические молотки	800—1250	0,5
Пневмоперфораторы	2500—3500	0,4
Покрасочный пистолет	300—400	0,6

Таблица 2

Коэффициент синхронности работы оборудования

Количество потребителей сжатого воздуха	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Коэффициент синхронности оборудования	1	0,95	0,91	0,87	0,84	0,81	0,78	0,76	0,74	0,74

Максимальное рабочее давление

С максимальным рабочим давлением все достаточно ясно. Основное правило при выборе его величины простое: давление, создаваемое компрессором, должно быть выше, чем у потребителей сжатого воздуха. Единственное, на что следует обратить внимание: в каталогах компрессорного оборудования обычно указывается максимальное рабочее давление (P_{max}). Реально же компрессор работает следующим образом: он нагнетает воздух до P_{max} , после чего автоматически отключается, а повторное включение происходит после падения давления в ресивере до P_{min} . Таким образом, реальное рабочее давление колеблется в пределах от P_{max} до P_{min} (разница обычно составляет 2 атм.), то есть оно ниже максимального. Это обстоятельство следует учитывать при выборе оборудования.

В каталоге компрессорного оборудования можно обнаружить компрессоры с максимальным рабочим давлением 8,10 и 13 атм. ($\text{кг}/\text{см}^2$). Если исходить только из технических характеристик, то для большинства потребителей сжатого воздуха в строительной сфере вполне бы мог подойти компрессор с $P_{max} = 8$ атм., поскольку значительная часть оборудования работает при давлении 5—7 атм. Чуть меньшее давление требуется для покрасочных пистолетов. Но опыт говорит, что лучше все же отдать предпочтение «десятиатмосфернику». Основная причина кроется в том, что по пути сжатого воздуха от компрессора до потребителей происходит падение давления. Чем длиннее магистраль и чем больше в ней местных сопротивлений (запорной арматуры, уголков, тройников, различных фитингов и т.п.), тем величина падения давления больше. Кроме того, если сравнить два участка трубопровода одинаковой длины с разными диаметрами, то в магистрали с меньшим проходным сечением падение давления будет выше. Падение давления происходит и в оборудовании для осушки и очистки сжатого воздуха: при прохождении через осушитель на 0,2 атм. и при прохождении каждого из фильтров на 0,1—1,15 атм., причем по мере загрязнения фильтрующего элемента эта величина будет расти.

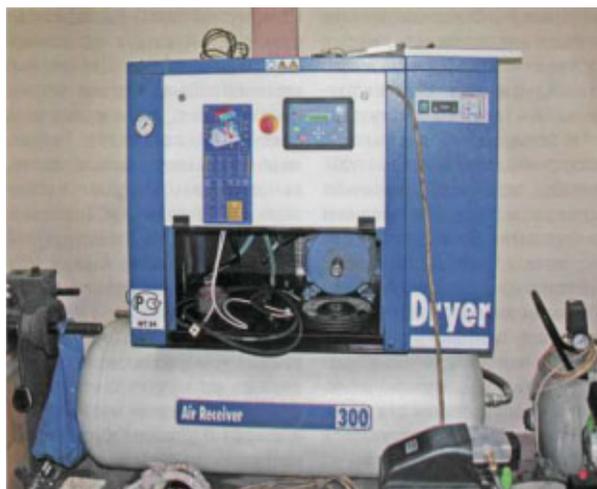
Однако слишком высоким давлением тоже не следует увлекаться. Надо помнить, что увеличение рабочего давления всего на одну атмосферу повышает энергопотребление на 6—8%.

Чистота — залог здоровья

Качество сжатого воздуха должно прежде всего соответствовать решаемой задаче. Например, воздух, применяемый для строительного пневмоинструмента, не требует столь тщательной подготовки, как воздух, используемый в производстве медикаментов. Поэтому принято классифицировать сжатый воздух по степени его загрязненности. Для количественной оценки степени загрязненности воздуха используются следующие показатели: максимальный размер твердых частиц; концентрация твердых частиц; содержание воды (определяемое в первую очередь температурой точки росы водяного пара) и массовое содержание масла в единице объема воздуха.



Поршневый компрессор следует содержать в чистоте



Как всякое оборудование, винтовой компрессор требует технического обслуживания

Атмосферный воздух, всасываемый компрессором, может содержать в 1 м^3 до 180 млн частиц пыли, а содержание масла составляет $0,01$ — $0,03 \text{ мг}/\text{м}^3$. При сжатии, например, до 10 атм., концентрация загрязняющих веществ увеличивается в 11 раз и в 1 м^3 сжатого воздуха будет содержаться уже более 2 млрд частиц пыли. Источником загрязнения воздуха является и сам компрессор. В зависимости от его типа в сжатый воздух добавляется 1 — $50 \text{ мг}/\text{м}^3$ частиц масла в виде аэрозоли и пара. Кроме того, при сжатии воздуха образуется значительное количество конденсата, объем которого в зависимости от производительности компрессора и режима его работы может достигать десятков литров в сутки. Поэтому, исходя из конкретных требований, сжатый воздух подлежит тем или иным видам подготовки: осушке и очистке. Учитывая, что на строительных объектах довольно часто используются импортные пневмоинструменты, следует сказать о международном стандарте DIN ISO 8573-1, который устанавливает 6 классов чистоты воздуха и соответс-



Винтовые компрессоры Fiac серии CRS



Винтовая компрессорная станция Fiac серии Airblok

твующее каждому классу предельно допустимое содержание различных видов примесей.

Для отечественного пневмооборудования также существует соответствующий документ — ГОСТ 17433-80, определяющий 14 классов чистоты воздуха. Он регламентирует размер твердых частиц (d , мкм), содержание посторонних частиц (С) и капельных фракций масла (Oil) и воды (W), измеряемое в $мг/м^3$, точку росы водяного пара.

Использование неочищенного сжатого воздуха может привести к губительным последствиям для оборудования, простоям и поломкам, сбоям в технологическом процессе. Мировая практика эксплуатации пневмосистем показывает, что 80% неисправностей возникает вследствие недостаточной подготовки воздуха. Убытки от незапланированного ремонта и простоя производства могут значительно превышать стоимость затрат на установку устройств осушки и очистки сжатого воздуха.

Надо отметить, что современные винтовые компрессоры обеспечивают довольно высокое качество воздуха с остаточным содержанием масла на выходе не более $3 мг/м^3$. У поршневых же компрессоров содержание масла на выхо-

де на порядок выше и может достигать $50 мг/м^3$. При потребности в воздухе более высокого качества следует приобрести дополнительное оборудование — фильтры с различной степенью фильтрации. Наиболее хорошо зарекомендовали себя в российских условиях надежные и недорогие магистральные фильтры, которые обладают фильтрующими элементами с большой площадью фильтрации, минимальными потерями давления, а также долгим сроком службы.

Что касается содержания влаги в сжатом воздухе, то ее количество во многом зависит от условий всасывания — температуры окружающего воздуха и его относительной влажности. Оптимальным решением для удаления влаги и получения сухого сжатого воздуха общепромышленного назначения является установка рефрижераторного осушителя, обеспечивающего температуру точки росы $+3 °C$.

Поршневой или винтовой

Зная расход воздуха, количество потребителей и режим работы, можно определить, какой тип компрессора нужен: поршневой или винтовой. У каждого типа есть свои нюансы. Использование поршневых компрессоров с воздушным охлаждением оправданно, если потребление воздуха не превышает $1,5–2 м^3/мин$, а время работы составляет $8–10$ часов в сутки, т.е. режим односменный. Как правило, машины указанного типа относительно дешевы. Несколько лучшими показателями обладают поршневые компрессоры с водяным охлаждением и производительностью до нескольких десятков кубометров в минуту. Но это достаточно дорогое оборудование.

Если же режим работы двухсменный или круглосуточный либо потребность в сжатом воздухе составляет десятки кубометров в минуту — необходим винтовой компрессор. По сравнению с промышленными поршневыми компрессорами их винтовые конкуренты обладают рядом следующих преимуществ:

- обладают низким уровнем шума и вибрации, малыми габаритами и весом, могут устанавливаться непосредственно в цехах рядом с потребителями сжатого воздуха, не требуя при этом специального фундамента;
 - имеют, в отличие от крупных поршневых компрессоров, минимальный расход масла ($1–3 мг/м^3$), соответственно более высокое качество воздуха, что позволяет использовать их для питания самого современного пневмооборудования;
 - оснащены автоматической системой управления и контроля, системами безопасности, не требуют постоянного наблюдения, обладают большой надежностью, способны на длительную работу без обслуживания;
 - имеют низкий уровень энергозатрат на кубометр произведенного воздуха и существенно меньшие материальные затраты на техническое обслуживание из-за длительных (до 3000 часов) межсервисных интервалов, в то время как промышленные поршневые компрессоры требуют периодического проведения плановых ремонтов.
- Под производительностью поршневого компрессора обычно подразумевают его теоретическую производитель-



Двухцилиндровая двухступенчатая поршневая группа



Винтовой блок одноименного компрессора

ность или производительность на всасывании, равную объему, описываемому поршнем в единицу времени. Эта величина не случайно называется теоретической производительностью, т.к. она довольно существенно отличается от реальной. Дело в том, что между поршнем в крайнем верхнем положении и клапанной группой всегда имеется зазор, образующий свободный объем, или так называемое «вредное пространство». В нем остающийся после нагнетания сжатый воздух при обратном ходе поршня расширяется, и поэтому всасывающий клапан открывается лишь при снижении давления до давления всасывания, т.е. поршень определенный отрезок пути в цилиндре движется «вхолостую», из-за чего производительность компрессора снижается. Это снижение определяется коэффициентом производительности компрессорной группы.

Ясно, почему при выборе поршневого компрессора определенный запас по производительности никогда не будет лишним. Конечно, чем мощнее компрессор, тем больше

затраты на его приобретение. Но опыт эксплуатации поршневых компрессоров показывает, что лучше заплатить чуть больше один раз при покупке, чем в дальнейшем постоянно оплачивать ремонты, вызванные прежде всего преждевременным износом деталей шатунно-поршневой группы.

Конструкция винтового блока лишена недостатков, присущих поршневому компрессору, а его КПД достигает 95%. Поэтому при выборе производительности вполне можно воспользоваться данными, приведенными в технической характеристике компрессора. Желательно, конечно, чтобы компрессор имел небольшой «запас по производительности», примерно 10—15%. Это позволит ему «отдыхать» в режиме холостого хода и в режиме ожидания.

В свете вышеизложенного становится понятным, почему компактные, бесшумные, почти не требующие материальных затрат на монтаж винтовые компрессоры практически полностью вытеснили поршневые в диапазоне производительности от 1 до 100 м³/мин. Но если говорить о производительности до 1 м³/мин., то здесь активное использование винтовых компрессоров зачастую ограничивается их более высокой стоимостью, которая нередко в 2—3 раза превосходит аналогичный показатель у сопоставимых поршневых компрессоров. Поэтому у последних достаточно безоблачное будущее, в том числе и в строительстве.

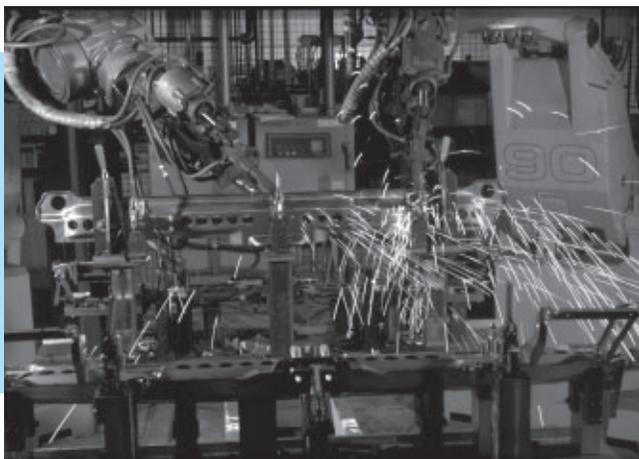
Важное значение при выборе оборудования имеет возможность перемещения компрессора от одного строительного объекта до другого. Здесь, как правило, предпочтение отдается поршневым моделям в соответствующем исполнении.

Несколько слов о роли воздушного ресивера, являющегося одним из основных элементов компрессорной станции. Воздушный ресивер предназначен:

- для накопления и хранения сжатого воздуха, стабилизации давления в пневмосистеме при переменном расходе сжатого воздуха;
- для поддержания оптимального рабочего режима работы компрессора и уменьшения числа его пусков/остановов;
- для демпфирования пульсаций воздушного потока, особенно после поршневых компрессоров;
- для охлаждения сжатого воздуха, сбора и удаления выделившегося конденсата, снижения нагрузки на установленное далее оборудование для подготовки воздуха.

В общем случае при выборе ресивера можно воспользоваться следующим универсальным правилом: объем ресивера должен составлять около 30% от производительности компрессора. Иными словами, для компрессора производительностью 1000 л/мин необходим ресивер объемом 300 л. Кроме компенсации пиковых нагрузок со стороны потребителей сжатого воздуха ресивер обеспечивает оптимальный режим работы винтового компрессора (не более 10 пусков в час). При более частых включениях, а также при высоких пиковых нагрузках объем ресивера следует увеличить.

По материалам журнала «Стройтех Эксперт»



В.А. Янсюкевич,
yanviktor.narod.ru

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЕМЛИТЕЛЕЙ

Область применения

Рекомендации настоящей методики распространяются на измерения сопротивления растеканию на землю заземлителей, определение удельного сопротивления грунта и металлической связи электрооборудования с контуром заземления в электроустановках всех типов, напряжения и систем.

Под термином **заземление** подразумевается преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

Рабочее (функциональное) заземление — заземление точки или точек токоведущих частей электроустановки, выполняемое для обеспечения работы электроустановки (не в целях электробезопасности). **Защитное зануление** в электроустановках напряжением до 1 кВ — преднамеренное соединение открытых проводящих частей с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с заземленной точкой источника в сетях постоянного тока, выполняемое в целях электробезопасности.

Заземление используется для установки и поддержания потенциала подключенной цепи или оборудования максимально близким к потенциалу земли. Цепь заземления образована проводником, зажимом или соединением, с помощью которого проводник подключен к электроду,

электродом и грунтом вокруг электрода. Заземлитель или заземляющее устройство может быть подключено к главной заземляющей шине. **Главная заземляющая шина** — шина, являющаяся частью заземляющего устройства электроустановки до 1 кВ и предназначенная для присоединения нескольких проводников с целью заземления и уравнивания потенциалов.

Уравнивание потенциалов — электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов.

Защитное уравнивание потенциалов — уравнивание потенциалов, выполняемое в целях электробезопасности.

Заземление широко используется с целью электрической защиты в случае повреждения изоляции электрооборудования.

Низкое сопротивление цепи заземления обеспечивает стекание тока пробоя на землю и быстрое срабатывание защитных аппаратов. В результате постороннее напряжение как можно быстрее устраняется, чтобы не подвергать его воздействию персонал и оборудование.

Чтобы наилучшим образом фиксировать опорный потенциал аппаратуры в целях ее защиты от статического электричества и ограничить уровень напряжения на корпусе оборудования для защиты персонала, идеальное сопротивление цепи заземления должно быть равно нулю, что в действительности невозможно, так как это сопротивление зависит от многих факторов.



Рис. 1.

На рис. 1 показан заземляющий штырь, как составная часть заземляющего контура. Его сопротивление определяется следующими компонентами:

(А) сопротивление металла штыря и сопротивление контакта проводника со штырем;

(Б) сопротивление контакта штыря с грунтом;

(В) сопротивление поверхности земли протекающему току, иначе говоря, сопротивление земли, которое часто является самым важным из перечисленных слагаемых.

(А) Обычно заземляющий штырь выполняется из хорошо проводящего металла (металлический электрод из уголка или трубы без какого-либо покрытия, а также электроды из меди) и клеммой соответствующего качества (чаще всего вместо клеммы соединения выполняют методом сварки), поэтому сопротивлением штыря и его контакта с проводником можно пренебречь.

(Б) Сопротивлением контакта электрода с грунтом можно пренебречь, если электрод плотно вбит и на его поверхности нет краски, масла и подобных веществ.

(В) Остался последний компонент — сопротивление грунта. Можно представить, что электрод окружен концентрическими слоями грунта одинаковой толщины. Ближний к электроду слой имеет наименьшую поверхность, но наибольшее сопротивление. По мере удаления от электрода поверхность слоя увеличивается, а его сопротивление уменьшается. В конечном счете, вклад сопротивления удаленных слоев в сопротивление поверхности грунта становится незначительным. Область, за пределами которой сопротивлением слоев земли можно пренебречь, называется областью эффективного сопротивления. Ее размер зависит от глубины погружения электрода в грунт.

Теоретически сопротивление земли можно определить общей формулой:

$$R = \rho L/A$$

(Сопротивление = Удельное сопротивление × Длина/Площадь)

При вычислении сопротивления земли удельное сопротивление грунта считают неизменным, хотя это редко

встречается в практике. Формулы сопротивления земли для систем электродов очень сложны и при этом зачастую позволяют вычислять сопротивление лишь приблизительно. Наиболее часто используется формула сопротивления заземления для случая одного электрода, полученная профессором Дуайтом из Массачусетского технологического института:

$$R = \rho/2\pi L \times ((\ln 4L) - 1)/r,$$

где

R — сопротивление заземления штыря в Омах;

L — глубина заземления электрода;

r — радиус электрода;

ρ — среднее удельное сопротивление грунта в Ом·м.

Влияние размера электродов: увеличение диаметра штыря уменьшает сопротивление заземления незначительно. Удвоение диаметра снижает сопротивление меньше, чем на 10%.

Влияние глубины залегания электродов: сопротивление заземления уменьшается с увеличением глубины. Теоретически при удвоении глубины сопротивление уменьшается на 40%.

Минимальные размеры искусственных заземлителей из которых выполняется заземляющее устройство приведены в таблице 1. Предпочтительно для использования в качестве заземления естественных заземлителей.

В качестве естественных заземлителей могут быть использованы:

- 1) металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей, в том числе железобетонные фундаменты зданий и сооружений, имеющие защитные гидроизоляционные покрытия в неагрессивных, слабоагрессивных и среднеагрессивных средах;
- 2) металлические трубы водопровода, проложенные в земле;
- 3) обсадные трубы буровых скважин;
- 4) металлические шпунты гидротехнических сооружений, водоводы, закладные части затворов и т.п.;
- 5) рельсовые пути магистральных неэлектрифицированных железных дорог и подъездные пути при наличии преднамеренного устройства перемычек между рельсами;
- 6) другие находящиеся в земле металлические конструкции и сооружения;
- 7) металлические оболочки бронированных кабелей, проложенных в земле. Оболочки кабелей могут служить единственными заземлителями при количестве кабелей не менее двух. Алюминиевые оболочки кабелей использовать в качестве заземлителей не допускается.

Не допускается использовать в качестве заземлителей трубопроводы горючих жидкостей, горючих или взрывоопасных газов и смесей и трубопроводов канализации и центрального отопления. Указанные ограничения не исключают необходимости присоединения таких трубопроводов к заземляющему устройству с целью уравнивания потенциалов в соответствии с рис. 2.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Таблица 1

Материал	Профиль сечения	Диаметр, (мм)	Площадь поперечного сечения, (мм)	Толщина стенки, (мм)
Сталь черная	Круглый:			
	для вертикальных заземлителей	16	–	–
	для горизонтальных заземлителей	10	–	–
	Прямоугольный	–	100	4
	Угловой	–	100	4
	Трубный	32	–	3,5
Сталь оцинкованная	Круглый:			
	для вертикальных заземлителей	12	–	–
	для горизонтальных заземлителей	10	–	–
	Прямоугольный	–	75	3
	Трубный	25	–	2
Медь	Круглый	12	–	–
	Прямоугольный	–	50	2
	Трубный	20	–	2
	Канат многопроволочный	1,8*	35	

* Диаметр каждой проволоки.

Таблица 2

Почвы	Удельное сопротивление (Ом*м)		
	Зольные почвы, шлаки, засоленные почвы, пустынные	590	2370
Глины, глинистые сланцы, илестая, суглинок	340	4060	16 000
Те же с песком или гравием	1020	15 800	135 000
Гравий, песок, камни с небольшим количеством глины или суглинка	59 000	94 000	458 000

Таблица 3

Содержание влаги (%)	Удельное сопротивление (Ом*м)	
	Земля	Песчаный суглинок
0	>300 МОм	>300 МОм
2,5	250 000	150 000
5	165 000	43 000
10	53 000	18 500
15	19 000	10 500
20	12 000	6300
30	6400	4200

Таблица 4

Температура (°С)	Температура по Фаренгейту (F)	Удельное сопротивление (Ом*м)
20	68	7200
10	50	9900
0	32(вода)	13 800
0	32(лед)	30 000
– 5	23	79 000
– 15	14	330 000

Таблица 5

Влияние содержания соли в грунте на его удельное сопротивление (Песчаный суглинок, содержание воды 15% от веса, температура 17°C)	
Количество добавленной соли (% от веса воды)	Удельное сопротивление (Ом*м)
0	10700
0,1	1800
1,0	460
5	190
10	130
20	120

Таблица 6

Влияние температуры на удельное сопротивление грунта, содержащего соль (Песчаный суглинок, 20% воды, 5% соли от веса воды)	
Температура, °C	Удельное сопротивление (Ом*м)
20	110
10	142
0	190
- 5	312
- 13	1440

Не следует использовать в качестве заземлителей железобетонные конструкции зданий и сооружений с предварительно напряженной арматурой, однако это ограничение не распространяется на опоры ВЛ и опорные конструкции ОРУ.

Возможность использования естественных заземлителей по условию плотности протекающих по ним токов, необходимость сварки арматурных стержней железобетонных фундаментов и конструкций, приварки анкерных болтов стальных колонн к арматурным стержням железобетонных фундаментов, а также возможность использования фундаментов в сильноагрессивных средах должны быть определены расчетом.

Минимальный диаметр стального штыря равен 5/8" (1,59 см), а медного или покрытого медью стального штыря — равен 1/2" (1,27 см) (NEC 1987, 250-83-2).

На практике минимальный диаметр 3-метрового штыря заземления равен:

- 1/2" (1,27 см) для обычного грунта;
- 5/8" (1,59 см) для сырого грунта;
- 3/4" (1,91 см) для твердого грунта или для штыря длиннее 10 футов (3 м).

Приведенная выше формула Дуайта показывает, что сопротивление заземления зависит не только от глубины и площади поверхности электрода, но и от удельного сопротивления грунта. Оно является главным фактором, который определяет сопротивление заземления и глубину заземления штыря, какая потребуется для обеспечения малого сопротивления. Удельное сопротивление грунта

сильно изменяется в зависимости от района земного шара и времени года. Оно в значительной степени зависит от содержания в почве электропроводящих минералов и электролитов в виде воды с растворенными в ней солями. Сухая почва, не содержащая растворимых солей, имеет высокое сопротивление (табл. 2). Удельное сопротивление различных видов грунтов и горных пород представлено в приложении №1.

Два типа почвы в сухом виде могут стать фактически изоляторами с удельным сопротивлением более 300 МОм*м. Как можно видеть в таблице 3, сопротивление образца почвы изменяется весьма быстро при увеличении содержания влаги в ней приблизительно до 20%.

Удельное сопротивление почвы, также, зависит от температуры. Табл. 4 показывает, как меняется удельное сопротивление песчаного суглинка с содержанием влаги 12,5% при изменении температуры от +20 до -15°C. Как можно видеть, удельное сопротивление изменяется от 7200 до 330 000 Ом*м.

Поскольку удельное сопротивление грунта сильно зависит от температуры и содержания влаги, разумно считать, что сопротивление устройства заземления будет зависеть от времени года. Поскольку стабильность температуры почвы и содержания в ней влаги улучшается по мере удаления от поверхности, то система заземления будет эффективна в любое время, если штырь вбит на значительную глубину. Отличные результаты получаются, когда штырь достигает уровня подземных вод.

В некоторых случаях удельное сопротивление грунта настолько велико, что для получения низкого сопротивления заземления требуется сложное устройство и значительные затраты. В этих случаях оказывается более экономичным использовать заземленный штырь небольших размеров и снижать сопротивление заземления, периодически повышая содержание растворимых веществ в почве вокруг электрода. Табл. 5 показывает существенное уменьшение сопротивления песчаного суглинка при увеличении содержания в нем соли.

В табл. 6 показана зависимость удельного сопротивления грунта, пропитанного раствором соли, от температуры. Конечно, если используется пропитка грунта соляным раствором, электрод заземления должен быть защищен от химической коррозии.

На практике, конечно, не используется такой кардинальный способ, как добавление соли в почвенный раствор вокруг заземлителя, но в конечном итоге именно количество солей и воды в почвенном растворе влияет на удельное сопротивление грунта в районе данного заземления. Обычно заземлители изготавливаются из нескольких электродов, которые соединены между собой горизонтальными полосами. Сечение горизонтальных заземлителей должно быть не меньше вертикальных электродов.

В электроустановках напряжением выше 1000 В заземлитель часто выполняется в виде сетки (для ОРУ, например). В этом случае сечение горизонтальных заземлителей следует выбирать по условию термической стойкости при

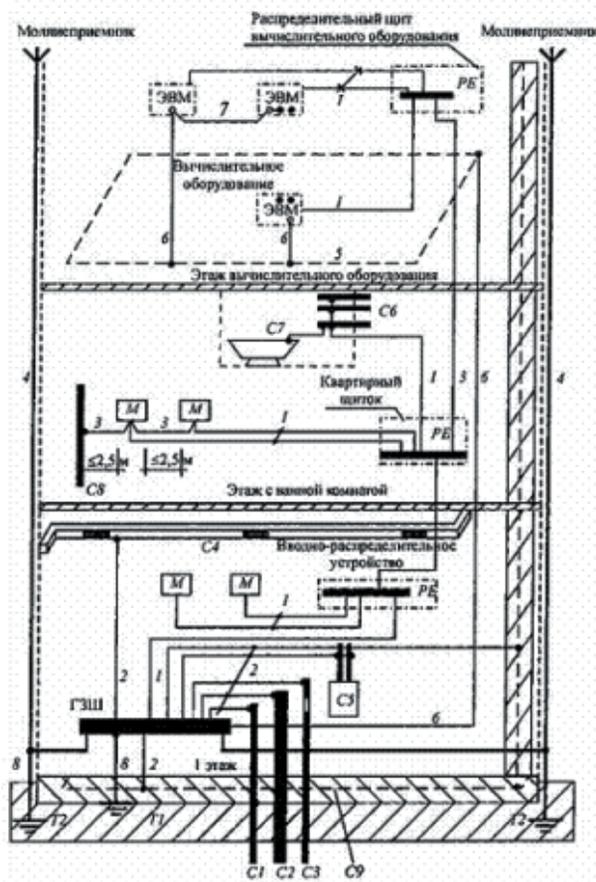


Рис. 2. Система уравнивания потенциалов в здании

допустимой температуре нагрева 400 °С (кратковременный нагрев, соответствующий времени действия защиты и отключения выключателя).

Как говорилось выше, устройство заземления, главная заземляющая шина и проводники заземления (PE- и PEN-проводники) составляют основную систему уравнивания потенциалов электроустановки (здания, подстанции, ОРУ и т.д.).

Основная система уравнивания потенциалов в электроустановках до 1 кВ должна соединять между собой следующие проводящие части (рис. 2):

- 1) нулевой защитный PE- или PEN-проводник питающей линии в системе TN;
- 2) заземляющий проводник, присоединенный к заземляющему устройству электроустановки, в системах IT и TT;
- 3) заземляющий проводник, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе в здание (если есть заземлитель);
- 4) металлические трубы коммуникаций, входящих в здание: горячего и холодного водоснабжения, канализации, отопления, газоснабжения и т.п. (на рисунке они обозначены как C1-C8).

Если трубопровод газоснабжения имеет изолирующую вставку на вводе в здание, к основной системе уравнива-

ния потенциалов присоединяется только та часть трубопровода, которая находится относительно изолирующей вставки со стороны здания;

- 5) металлические части каркаса здания (на рис. C9);
- 6) металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования. При наличии децентрализованных систем вентиляции и кондиционирования металлические воздуховоды следует присоединять к шине PE щитов питания вентиляторов и кондиционеров.

Как показано на рис. 2 в общую систему уравнивания потенциалов входят также и устройства молниезащиты, заземляющие устройства которых (если они выполнены отдельно) должны быть подключены к заземляющим устройствам здания (подстанции, ОРУ и т.п.).

Аналогичная система уравнивания потенциалов применяется в резервуарных парках ОАО СМН, которые согласно РД 153-39.4-03, отнесены к зонам класса В — Iг. При организации общей системы уравнивания потенциалов в резервуарных парках все металлические части оборудования, устройства молниезащиты, а также вся металлическая аппаратура и трубопроводы должны быть присоединены к общему заземляющему контуру. Присоединение должно быть выполнено с помощью сварки, во фланцевых соединениях трубопроводов должно быть обеспечено переходное сопротивление не более 0,03 Ом на каждый фланец, а во взрывоопасных зонах фланцевые соединения должны быть зашунтированы медным проводником сечением не менее 16 мм².

Во взрывоопасных зонах кроме выполнения устройств заземления и системы уравнивания потенциалов необходимо выполнять заземление оборудования, установленного на заземленных металлических основаниях и площадках, что не требуется в зонах класса НОПМ.

Для защиты от статического электричества может быть выполнено специальное заземляющее устройство или применятся общий заземляющий контур и общая система уравнивания потенциалов.

Объект испытания

Объектами испытаний и измерений, проводимых по данной методике, являются: заземляющие устройства (заземлители в случае применения одиночных электродов), проводники уравнивания потенциалов (за исключением PE- и PEN-проводников, входящих в состав кабеля в качестве отдельной жилы), главная заземляющая шина и грунт в районе установки заземляющих устройств.

В качестве искусственных заземлителей применяются:

- Углубленные заземлители — полосы или круглая сталь, укладываемые горизонтально на дно котлована или траншеи в виде протяженных элементов.
- Вертикальные заземлители — стальные ввинчиваемые или вбиваемые стержни диаметром 12—16 мм, угловая сталь с толщиной стенки не менее 4 мм или стальные трубы (некондиционные с толщиной стенки

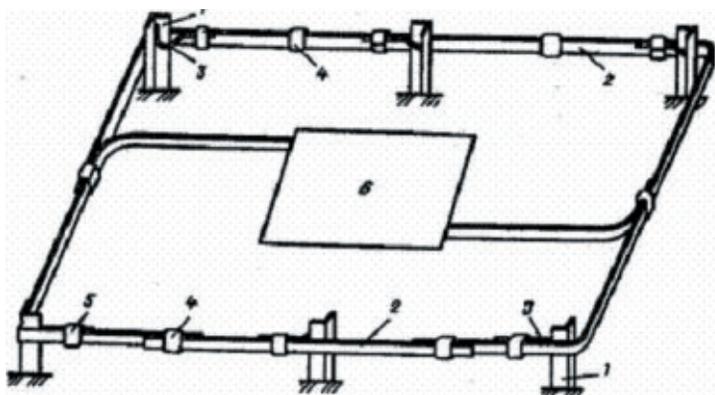


Рис. 3. Общий вид заземляющего контура, выполненного методом термической сварки. 1 — вертикальный заземлитель; 2 — горизонтальный заземлитель; 3 — связь заземлителя с горизонтальным заземлителем; 4 и 5 — усиление в месте сварки; 6 — заземляемый объект

не менее 3,5 мм) (рис. 2). Длина ввинчиваемых электродов, как правило, 4,5—5 м, забиваемых уголков и труб — 2,5—3 м. Верхний конец вертикального электрода должен быть на расстоянии 0,6—0,7 м от поверхности земли (рис. 4). Расстояние от одного электрода до другого должно быть не менее его длины (рис. 3).

- Горизонтальные заземлители — стальные полосы толщиной не менее 4 мм или круглая сталь диаметром не менее 10 мм. Эти заземлители применяются для связи вертикальных заземлителей и как самостоятельные заземлители (рис. 2).

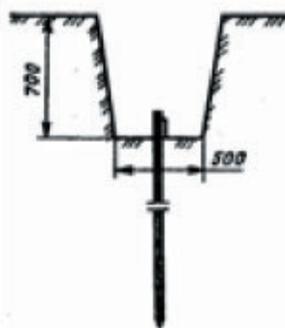


Рис. 4. Вертикальный электрод из круглой стали

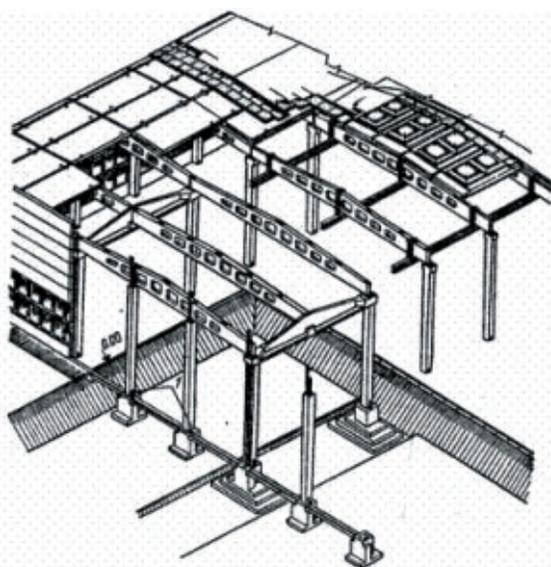


Рис. 5. Монтаж перемычек для соединения металлической арматуры зданий. 1 — закладные изделия с перемычками

Электроды и заземляющие проводники не должны иметь окраски, должны быть очищены от ржавчины, следов масла и т.п. В местах сварки металл защищается от коррозии с помощью покрытий из лака.

Металлические части зданий должны быть объединены в единое целое для создания общего контура заземления (рис. 2 и 5). Соединение должно выполняться сваркой. Общий контур здания соединяется с заземлителем двумя отдельными проводниками (рис. 3).

Внутри здания соединение контура заземления с оборудованием, которое подвергается заземлению, производится согласно рис. 6.

Соединение оборудования с магистралью заземления внутри здания выполняется с помощью отдельного проводника, сечение которого должно быть равно сечению фазной жилы провода или кабеля, применяемых для питания данного электрооборудования и, кроме того, соответствовать условиям приведенным в табл. 7. Минимальное сечение заземляющего проводника внутри здания составляет 2,5 мм квадратных по меди, при условии, что защитный проводник не входит в состав кабеля и имеет защиту от механического повреждения, и 4 мм, если таковой защиты нет.

Контур заземления каждого резервуара выполняется горизонтальными заземлителями из полосовой стали сечением 4x40 мм², проложенной в земле на глубине не менее 0,5 м по периметру резервуара в каре на расстоянии 1 м от грунтового фундамента. Контур заземления резервуаров присоединяется к общему контуру заземления лучевыми электродами не менее чем в двух местах с противоположных сторон.

На рис. 7 представлен пример выполнения общей системы уравнивания потенциалов резервуарного парка. Из рис. видно, что все отдельные заземляющие устройства объединяются в общую систему. Заземляющие устройства резервуаров подключены к общему контуру в четырех точках (по требованию

Таблица 7

Сечение фазных проводников, (мм ²)	Наименьшее сечение защитных проводников, (мм ²)
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

РД 153-39.4-03, таких точек соединения должно быть не менее двух).

При использовании заземляющих проводников для целей молниезащиты или защиты от статического электричества и одновременно для защитного заземления электрооборудования не допускается использование посторонних металлических и железобетонных конструкций. Для этих целей необходимо применять специальные заземляющие проводники (как уже было сказано выше, для зон с классом НОРМ).

Части, подлежащие заземлению, должны быть присоединены к заземляющему устройству отдельным проводником. Последовательное включение в заземляющий проводник частей, подлежащих заземлению, не допускается.

Оборудование, резервуары и трубопроводы должны иметь специальные болты или металлические пластины для подключения заземляющих проводников, которые должны иметь обозначения по ГОСТу 21130-75.

Не допускается использовать установочные или крепежные болты для присоединения заземляющих проводников.

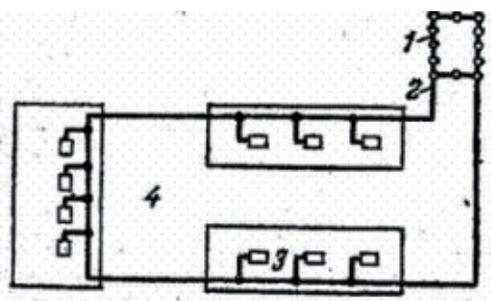


Рис. 6. Соединение корпусов оборудования с контуром заземления. 1 — заземлитель; 2 — магистраль заземления; 3 — оборудование

Определяемые характеристики

Измерение сопротивления растеканию заземлителей (сопротивления заземлителей)

Измерение сопротивления заземляющих устройств электростанций и подстанций производится после монтажа, переустройства и капитального ремонта, но не реже 1 раза в 12 лет для подстанций ВЛ распределительных сетей напряжением 35кВ и ниже. Измерение производится после присоединения естественных заземлителей. Измерение сопротивления заземляющих устройств резервуаров и заземляющих устройств для защиты от статического электричества производится в период проведения текущего ремонта этих устройств не реже одного раза в три года. Измерение сопротивления заземляющих устройств молниезащиты зданий, сооружений, подстанций и резерву-

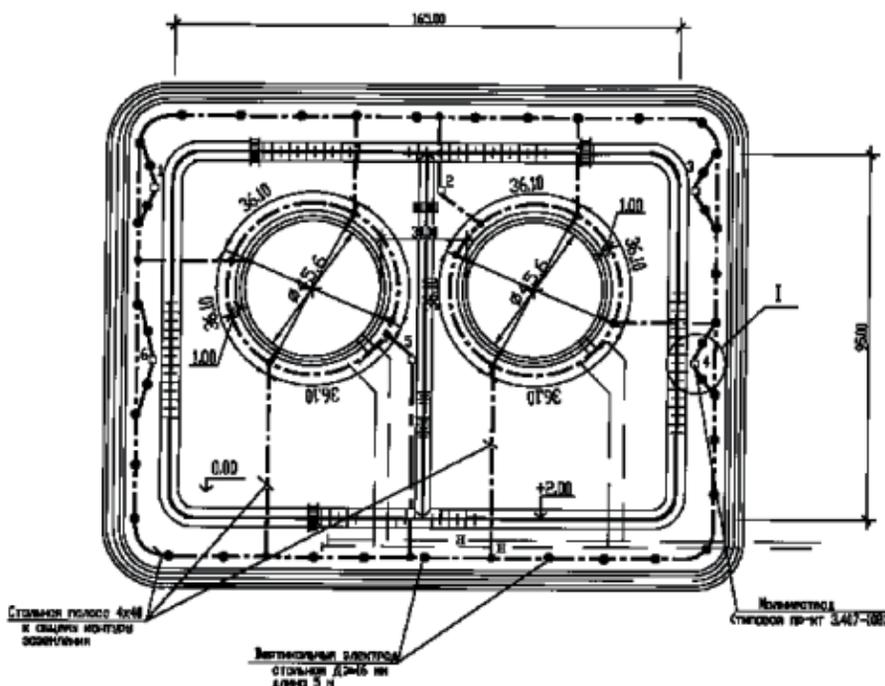


Рис.7. Пример выполнения заземляющих устройств и системы уравнивания потенциалов резервуарного парка

Таблица 8

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление (Ом)												
1. Электроустановки напряжением выше 1кВ кроме ВЛ ¹⁾	Электроустановки с эффективно заземленной нейтралью	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	0,5												
	Электроустановки сети с изолированной нейтралью, при использовании заземляющего контура только для установки выше 1кВ	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	250/l ²⁾ , но не более 10												
	Электроустановки сети с изолированной нейтралью, при использовании заземляющего контура только для установки до 1кВ	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	125/l ²⁾ , но при этом должны быть выполнены требования к заземлению установок до 1кВ												
	Подстанции с высшим напряжением 20-35кВ при установке молниеотвода на трансформаторном портале	Заземлитель подстанции	4, без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ												
	Отдельно стоящий молниеотвод	Обособленный заземлитель	80												
2. Электроустановки напряжением до 1кВ с глухозаземленной нейтралью, кроме ВЛ ³⁾	Электроустановка с глухозаземленными нейтралью генераторов и трансформаторов или выводами источников однофазного тока	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями и учетом использования заземлителей повторных заземлений нулевого провода ВЛ до 1кВ при количестве отходящих линий не менее двух при напряжении источника, В:													
		<table border="0"> <tr> <td>трехфазный</td> <td>однофазный</td> <td></td> </tr> <tr> <td>660</td> <td>380</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>380</td> <td>220</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>127</td> <td>8</td> </tr> </table>	трехфазный	однофазный		660	380	2	380	220	4	220	127	8	
трехфазный	однофазный														
660	380	2													
380	220	4													
220	127	8													
		Заземлитель, расположенный в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора или вывода источника однофазного тока или напряжения, В:													
		<table border="0"> <tr> <td>трехфазный</td> <td>однофазный</td> <td></td> </tr> <tr> <td>660</td> <td>380</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>380</td> <td>220</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>127</td> <td>60</td> </tr> </table>	трехфазный	однофазный		660	380	15	380	220	30	220	127	60	
трехфазный	однофазный														
660	380	15													
380	220	30													
220	127	60													
3. ВЛ на напряжение выше 1кВ ⁴⁾	Опоры, имеющие грозозащитный трос или другие устройства грозозащиты, железобетонные и металлические опоры ВЛ 35кВ и такие же опоры ВЛ 3-20кВ в населенной местности, а также заземлители электрооборудования, установленного на опорах ВЛ 110кВ и выше	Заземлитель опоры при удельном эквивалентном сопротивлении ρ , Ом*м: До 100 Более 100 до 500 Более 500 до 1000 Более 1000 до 5000 Более 5000	10 ⁵⁾ 15 ⁵⁾ 20 ⁵⁾ 30 ⁵⁾ 6*10 ⁻³ $\rho^5)$												
	Электрооборудование, установленное на опорах ВЛ 3-35кВ	Заземлитель опоры	250/l ²⁾ , но не более 10												
	Железобетонные и металлические опоры ВЛ 3-20кВ в ненаселенной местности	Заземлитель опоры при удельном сопротивлении грунта ρ , Ом*м: До 100 Более 100	30 ⁵⁾ 0,3 $\rho^5)$												
	Трубчатые разрядники и защитные промежутки ВЛ 3-220кВ	Заземлитель разрядника или защитного промежутка при удельном сопротивлении грунта ρ , Ом*м: Не выше 1000 Более 1000	10 15												
	Разрядники на подходах ВЛ к подстанции с вращающимися машинами	Заземлитель разрядника	5												

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

4. ВЛ напряжением до 1кВ ³⁾	Опора ВЛ с устройствами грозозащиты	Заземлитель опоры для грозозащиты	30												
	Опоры с повторными заземлителями нулевого рабочего провода	Общее сопротивление заземления всех повторных заземлений при напряжении источника, В:													
<table border="0"> <tr> <td>трехфазный</td> <td>однофазный</td> <td></td> </tr> <tr> <td>660</td> <td>380</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>380</td> <td>220</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>127</td> <td>20</td> </tr> </table>		трехфазный	однофазный		660	380	5	380	220	10	220	127	20		
трехфазный	однофазный														
660	380	5													
380	220	10													
220	127	20													
		Заземлитель каждого их повторных заземлений при напряжении источника, В:													
		<table border="0"> <tr> <td>трехфазный</td> <td>однофазный</td> <td></td> </tr> <tr> <td>660</td> <td>380</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>380</td> <td>220</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>127</td> <td>60</td> </tr> </table>	трехфазный	однофазный		660	380	15	380	220	30	220	127	60	
трехфазный	однофазный														
660	380	15													
380	220	30													
220	127	60													
5. Взрывоопасные зоны		Устройство защиты от статического электричества	100												
6. Резервуарные парки, нефтеналивные эстакады		Общий заземляющий контур	4												

¹⁾ Для электроустановок выше 1кВ при удельном сопротивлении грунта ρ более 500 Ом*м допускается увеличение сопротивления в 0,002р раз, но не более десятикратного.

²⁾ I – расчетный ток замыкания на землю, А.
В качестве расчетного тока принимается:

- В сетях без компенсации емкостного тока — ток замыкания на землю;
- В сетях с компенсацией емкостного тока:
 - Для заземляющих устройств, к которым присоединены дугогасящие реакторы, — ток равный 125% номинального тока этих реакторов;
 - Для заземляющих устройств, к которым не присоединены дугогасящие реакторы, ток замыкания на землю, проходящий в сети при отключении наиболее мощного из дугогасящих реакторов или наиболее разветвленного участка сети.

³⁾ Для установок и ВЛ напряжением до 1кВ при удельном сопротивлении грунта ρ более 100 Ом*м допускается увеличение указанных выше норм в 0,01р раз, но не более десятикратного.

⁴⁾ Сопротивление заземлителей опор ВЛ на подходах к подстанциям должно соответствовать требованиям ПУЭ.

⁵⁾ Для опор высотой более 40 м на участках ВЛ, защищенных тросами, сопротивление заземлителей должно быть в 2 раза меньше приведенных в табл. 8.

аров (резервуарных парков) производится ежегодно перед началом грозового периода.

На воздушных линиях электропередачи измерения производятся:

а) При напряжении выше 1 кВ:

- На опорах с разрядниками, разъединителями и другим электрооборудованием — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в год.

- Выборочно у 2% опор от общего числа опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в год.

- На тросовых опорах ВЛ 110 кВ и выше при обнаружении на них следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой.

б) При напряжении до 1 кВ:

- На опорах с заземлителями грозозащиты — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации ежегодно перед началом грозового периода.

- На опорах с повторными заземлениями нулевого провода — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в год.

- Выборочно у 2% опор от общего числа опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в год.

Наибольшие допустимые значения сопротивления заземляющих устройств приведены в табл. 8.

Проверка соединений заземлителей с заземляемыми элементами (измерение металлосвязи)

Проверка производится путем простукивания мест соединений молотком и осмотра для выявления обрывов и других дефектов. Производится измерение переходных сопротивлений (при исправном состоянии контактного соединения сопротивление не превышает 0,05 Ом).

Проверка состояния цепей и контактных соединений между заземлителем и заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством производится после каждого ремонта и реконструкции заземляющих устройств, но не реже 1 раза в 12 лет.

Проверка целостности заземляющего проводника, недоступного для визуального осмотра, производится методом подачи тока от постороннего источника (ГОСТ 50571.16-99) совместно с проверкой заземляющего устройства.

Во взрывоопасных помещениях и зонах переходное сопротивление контактов должно быть не более 0,03 Ом. Во взрывоопасных зонах простукивание мест соединения проводников уравнивания потенциалов должно производиться обмедненным молотком на отсутствие дребезжащего звука. Проверка металлической связи оборудования с контуром заземления во взрывоопасных зонах проводится не реже одного раза в три года

Измерение удельного сопротивления грунта

Измерение удельного сопротивления грунта производится перед началом выполнения работ по проектированию заземляющих устройств, а также после монтажа заземляющего устройства в качестве оценки общего состояния заземляющего устройства. При значении удельного сопротивления грунта более 100 Ом*м возможно увеличение нормы сопротивления заземлителей в 0,01 раз. Удельное сопротивление грунта не нормируется. Примерные значения в зависимости от типа грунта приведены в табл. 2.

Условия испытаний и измерений

Измерение сопротивления заземляющих устройств производится в момент максимального пересыхания грунта. В зонах вечной мерзлоты измерения производят в момент максимального промерзания грунта.

Измерение металлической связи оборудования с магистралью заземления производится в сухую погоду, одновременно с измерением сопротивления заземляющих устройств.

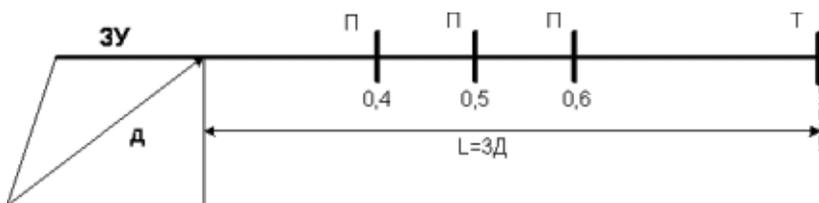


Рис. 8. Схема для измерения сопротивления заземляющих устройств

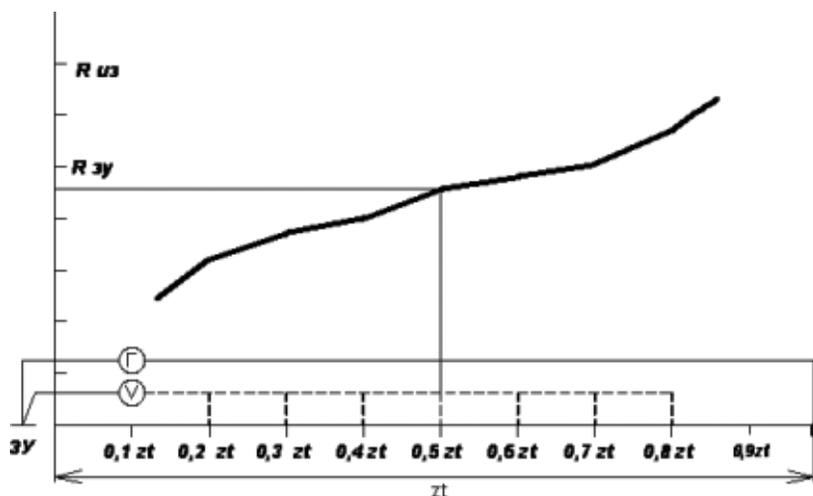


Рис. 9. Зависимость сопротивления от расстояния потенциального электрода до заземляющего устройства

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

Средства измерений

Измерение сопротивления заземляющих устройств и удельного сопротивления грунта производится с использованием измерителей сопротивления заземления М416, Ф4103.

Измерение сопротивления металлической связи оборудования с магистралью заземления производят с применением мостов постоянного тока типа ММВ, М372, М372И (для измерений во взрывоопасных зонах и помещениях) и др.

При производстве измерений во взрывоопасных зонах с применением приборов общего назначения необходимо оформление наряда-допуска на огневые работы.

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

Порядок проведения испытаний и измерений

Измерение сопротивления заземляющих устройств

Схема для измерения сопротивления представлена на рис. 10.

При производстве измерений оценивается качество выполнения заземляющего устройства, представляющего собой совокупность заземлителей, т.е. проводников, находящихся в непосредственном контакте с грунтом и заземляющих проводников, осуществляющих связь электроустановок с заземлителями.

Точность измерений зависит в основном от правильности расположения измерительных электродов: токового (Т) и потенциального (П). При различных геоэлектрических разрезах грунта близкое к действительному значению сопротивление может быть получено при различном соотношении расстояний от испытуемого заземлителя до потенциального и до токового электродов.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Измерительные электроды рекомендуется размещать по однолучевой схеме: токовый (Т) на расстоянии $L = 3D$ от края измеряемого заземляющего устройства (где D — наибольшая диагональ заземляющего устройства) и потенциальный электрод (П) устанавливается поочередно на расстояниях $0,2zt, 0,3zt, 0,4zt, 0,5zt, 0,6zt, 0,7zt, 0,8zt$ (рис. 8).

Измерение сопротивления производится при установке потенциального электрода в каждой из указанных точек. По данным измерений строится кривая зависимости сопротивления от расстояния потенциального электрода до заземляющего устройства, показанная на рис. 9.

Если вид полученной зависимости соответствует изображенной кривой сплошной толстой линией на рис. 9, а величины сопротивлений, измеренных при положениях потенциального электрода на расстояниях $0,4zt$ и $0,6zt$, отличаются не более чем на 10%, то за сопротивление заземляющего устройства принимается величина, измеренная при расположении потенциального электрода на расстоянии $0,5zt$.

Если значения сопротивлений, измеренных при положениях потенциального электрода на расстояниях $0,4zt$ и $0,6zt$, отличаются более чем на 10%, то измерения сопротивления необходимо повторить при увеличенном в 1,5—2 раза расстоянии до токового электрода.

Если полученная измерением зависимость сопротивления отличается от изображенной сплошной толстой линией на рис. 9 кривой, что может быть следствием влияния подземных или надземных коммуникаций, то измерения должны быть повторены при расположении токового электрода в другом направлении от заземляющего устройства.

В качестве электродов применяют металлические стержни диаметром 10—12 мм и длиной 1,2 м, погруженные в землю на глубину не менее 0,5 м.

Для измерений сопротивления заземляющего устройства измеритель подключают по схеме, изображенной на рис. 10.

Работоспособность измерителя М-416 проверяется в положении «Контроль 50м». Показания прибора при проверке должны быть в пределах 5 Ом. (допуск $\pm 0,35$ Ом).

Измерение сопротивления металlosвязи оборудования с магистралью заземления

Для измерения металlosвязи оборудования с заземлителем можно использовать различные приборы, которые способны измерять малые величины сопротивлений, в том числе и специально предназначенный для этого прибор М-372

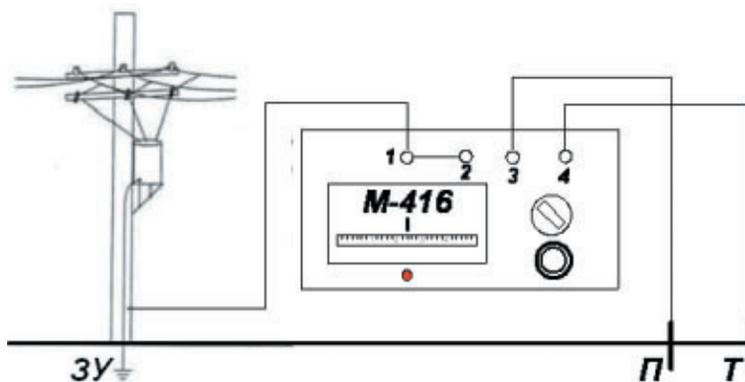


Рис. 10. Схема для измерения сопротивления заземляющего устройства

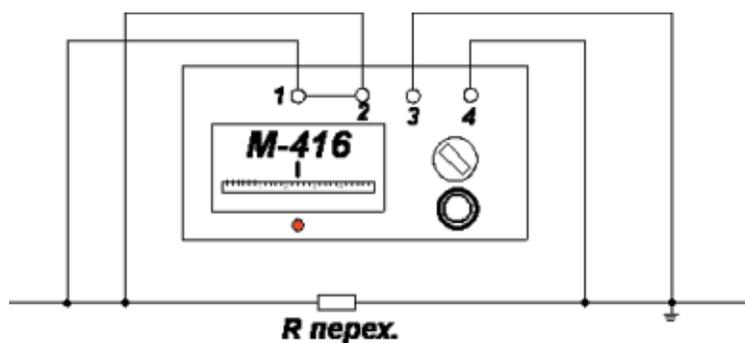


Рис. 11. Схема для измерения сопротивления связи электрооборудования с заземляющим устройством

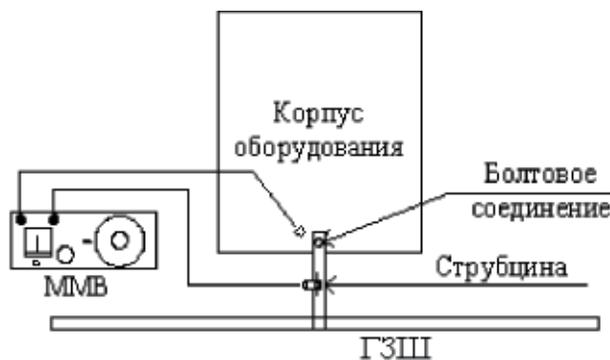


Рис. 12. Схема измерения металlosвязи с помощью ММВ

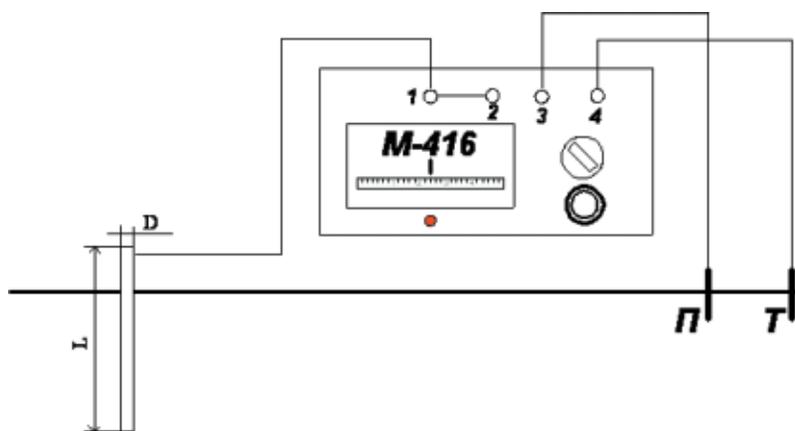


Рис. 13. Схема для измерения удельного сопротивления грунта

(Измеритель заземляющей проводки), ММВ (малый мост Винстона) и уже упомянутый выше мост M-416.

Измерение связи электрооборудования с заземляющим устройством с применением M-416 проводится по схеме на рис. 11. Под R переходным подразумевается измеряемое сопротивление металлической связи. Измерение с использованием моста ММВ проводится по схеме на рис. 12.

При производстве измерений струбцина, подключенная к минусовому зажиму прибора надежно зажимается на ГЗШ для обеспечения надежного контакта, а второй зажим прибора подключается к корпусу оборудования в районе болтового соединения. Для обеспечения качественных измерений и получения достоверных показаний места подключения на корпусе оборудования и главной заземляющей шине необходимо зачистить напильником. Нажав кнопку измерения прибора ММВ и уравновесив нулевой орган с помощью вращения ручки реохорда, считайте показания. Из показаний прибора необходимо вычитать сопротивление проводов.

Аналогично производятся измерения с применением M372.

Измерение удельного сопротивления грунта

Измерение удельного сопротивления грунта с применением прибора M-416 представлена на рис. 13. В качестве измерительного электрода применяют металлический стержень известных размеров.

Потенциальный и токовый электроды располагают на расстоянии 20 и 10 м от измерительного (как при обычных измерениях сопротивления заземлителя). В местах забивки измерительного, потенциального и токового электродов растительный и насыпной слой почвы необходимо удалить.

Удельное сопротивление грунта на глубине забивки измерительного электрода рассчитывается по формуле:

$$\rho = 2,73R \times L / (\lg(4L/D)),$$

где

R — сопротивление заземления штыря (в Ом);

L — глубина забивки измерительного электрода (в м);

D — диаметр электрода (в м);

ρ — среднее удельное сопротивление грунта (в Ом·м).

Измерение удельного сопротивления грунта методом четырех электродов представлена на рис. 14.

Электроды А, М, N и В устанавливаются на одинаковых расстояниях друг от друга. Целесообразно произвести несколько измерений с изменением расстояния между электродами.

Удельное сопротивление грунта рассчитывается по формуле:

$$\rho = k \times R_{\text{изм}},$$

где

k — коэффициент, зависящий от расстояния между электродами, который определяется по формуле:

$$k = 2\pi a,$$

где

a — расстояние между электродами (м).

Коэффициент **k** можно определить по табл. 9 в зависимости от расстояний между электродами.

Измерения проводят в стороне от металлических конструкций и коммуникаций.

Обработка данных, полученных при испытаниях

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- дату измерений;
- температуру, влажность и давление;
- наименование, тип оборудования;
- номинальные данные объекта испытаний;
- результаты испытаний;
- используемую схему измерения.

Все данные испытаний сравниваются с требованиями НТД и на основании сравнения выдается заключение о пригодности объекта к эксплуатации.

Иногда, при обработке результатов, используют поправочные коэффициенты, значение которых зависит от состояния почвы, влажности, времени года, погоды (выпадение дождя) на момент проведения измерений.

Таблица 9

AB (м)	30	45	60	90	120	150	200
MN (м)	10	15	20	30	40	50	66
k	62,8	94,2	125,6	188,4	251,2	314	421

<< 49

• диапазон токов третьего типоразмера — 320 А, 400 А, 500 А, 630 А (вместо 250 А, 400 А, 630 А у РМС).

Автоматы LZM до 500 А включительно выпускаются с термоманитным расцепителем и функцией диагностики; для автоматов с током от 630А, снабженных электронным расцепителем, функция диагностики недоступна.

На новую серию LZM подходят принадлежности от серии РМС, при этом отсутствует выкатное и втычное исполнения.

Moelle

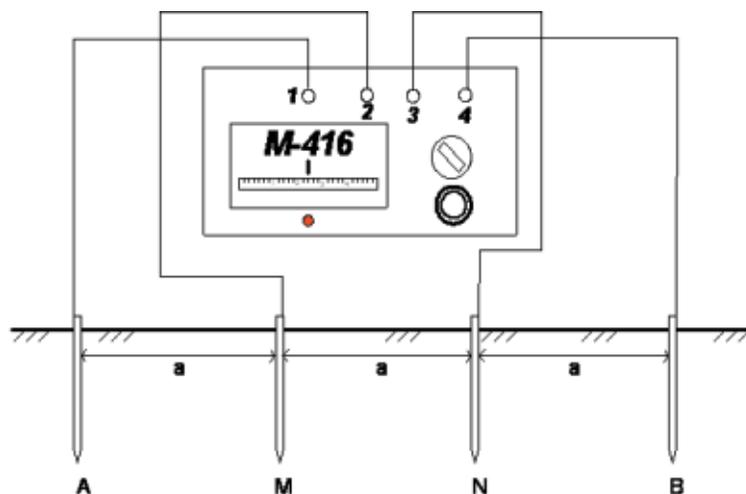


Рис. 14. Схема для измерения удельного сопротивления грунта методом четырех электродов

Использование данных коэффициентов необосновано по следующим причинам:

1. Измерения сопротивления заземлителей необходимо производить в период или максимального просыхания, или максимального промерзания грунта — это само по себе подразумевает максимальное сопротивление растеканию на землю заземлителей.

2. При производстве измерение в период подготовки к грозовому сезону (когда, естественно, почва сырая) результаты измерений будут искажены в сторону уменьшения, но и в этом случае нет смысла вводить поправочные коэффициенты — ведь измерение производится именно для этого времени года и именно сейчас надо проверить сопротивление заземлителей.

Меры безопасности при проведении испытаний и охраны окружающей среды

Перед каждым измерением необходимо проверить прибор в соответствии с инструкцией.

Работы необходимо проводить по распоряжению, с соблюдением межотраслевых правил безопасности.

Электрические измерения в зонах класса В—Іг должны проводиться только приборами во взрывозащищенном исполнении.

Допускается производить измерения в зонах класса В — Іг приборами общего назначения при условии, что взрывоопасные смеси во время проведения испытаний отсутствуют или содержание паров ЛВЖ во взрывоопасной зоне находится в пределах установленных норм и исключена возможность образования взрывоопасных смесей во время проведения испытаний. Работы по измерениям должны оформляться нарядом — допуском на огневые работы с непрерывным контролем за состоянием паровоздушной среды.

Во время грозы приближаться к молниеотводам ближе чем на 4 м запрещается. На опорах отдельно стоящих молниеотводов должны быть вывешены таблички с предупредительными надписями.

74 >>

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Приложение № 1

Удельное электрическое сопротивление верхних слоев земли (мощностью не более 50 м)

Слой земли	Сопротивление (Ом*м)
Песок при температуре выше 0°C: сильноувлажненный грунтовыми водами умеренно увлажненный влажный слегка влажный сухой	10—60 60—130 130—400 400—1500 1500—4200
Суглинок: сильноувлажненный грунтовыми водами (t > 0°C) промерзший слой (t < -5°C)	10—60 60—190
Глина (при t > 0°C)	20—60
Торф: при температуре около 0°C при температуре выше 0°C	40—50 10—40
Солончаковые почвы (при t > 0°C)	15—25
Щебень: сухой мокрый	Не менее 5000 Не менее 3000

Удельное электрическое сопротивление горных пород

Горная порода	ρ_s (Ом*м)												
	10 ⁻⁶	10 ⁻⁵	10 ⁻⁴	10 ⁻³	10 ⁻²	10 ⁻¹	1	10	10 ²	10 ³	10 ⁴	10 ⁵	10 ⁶
Графит													
Магнетит													
Сульфиды													
Уголь антрацит													
Вода морская, поземная													
Песок с соленой водой													
Песчаник рыхлый													
Глина													
Доломит													
Вода речная													
Известняк рыхлый													
Мергель													
Песок с пресной водой													
Уголь бурый													
Уголь каменный													
Песчаник плотный													
Сланец глинистый													
Известняк плотный													
Вода дождевая													
Гнейс													
Базальт													
Габбро													
Гранит													
Диабаз													
Каменная соль													

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик _____
Объект _____

Дата проведения испытания:
«__» _____ 2004г.

Протокол № _____

измерения сопротивления металлической связи оборудования с заземляющим контуром

1. Краткое описание метода измерения: Мост Витстона.

2. Данные измерений:

№ п/п	Место расположения и наименование оборудования	Сопротивление (Ом)
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.		
10.		
11.		
12.		
13.		
14.		
15.		

3. Условия окружающей среды при проведении измерений:

3.1. Температура воздуха _____ °С

3.2. Влажность _____ %

3.3. Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

4. Нормативный документ: ПТЭЭП

5. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Зав.№	Характеристики		Дата поверки
			Диапазон	Погрешность	

6. Дополнительные испытания: _____

7. Заключение на соответствие требованиям НТД:

Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД

Годно к эксплуатации.

8. Примечание: _____

Испытания произвели:

« _____ »

« _____ »

« _____ »

« _____ »

Начальник электролаборатории

« _____ »

(подпись)

« _____ »

(фамилия)



На вопросы читателей отвечает
канд. техн. наук, доцент
Юрий Владимирович Харечко

ВОПРОСЫ МОЖНО ЗАДАВАТЬ ПО ПОЧТОВОМУ АДРЕСУ РЕДАКЦИИ ИЛИ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОЧТЕ: GLAVENERGO@MAIL.RU

— В вашей статье¹ сказано, что для идентификации проводников следует применять серый цвет, а ГОСТ Р МЭК 60245-1 запретил использовать этот цвет.

— Действительно в п. 4.1.1 ГОСТ Р МЭК 60245-1-2006 «Кабели с резиновой изоляцией на номинальное напряжение до 450/750 В включительно. Часть 1. Общие требования» указано: «Цвета красный, **серый**, белый и, если не в сочетании, зеленый и желтый не должны использоваться для многожильного кабеля» (выделено нами). Такое же требование изложено в п. 4.1.1 ГОСТ Р МЭК 60227-1-99 «Кабели с поливинилхлоридной изоляцией на номинальное напряжение до 450/750 В включительно. Общие требования». Цитированное требование было заимствовано из первоисточников — стандартов МЭК 60245-1:2003 г. и МЭК 60227-1:1994 г., на основе которых были разработаны ГОСТ Р МЭК 60245-1 и ГОСТ Р МЭК 60227-1.

Однако в мае 2007 г. Международная электротехническая комиссия (МЭК) ввела в действие четвертую редакцию стандарта МЭК 60446 «Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса человек-машина, выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов или буквенно-цифровых обозначений» (International standard IEC 60446. Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification. Identification of conductors by colours or alphanumeric), который правомерно установил серый цвет в качестве третьего предпочтительного цвета, применяемого для идентификации фазных проводников в трехфазных электрических цепях (см. табл. 1 статьи).

Согласно руководству МЭК 104 «Подготовка публикаций по безопасности и использование базовых публикаций

по безопасности и групповых публикаций по безопасности» 1997 г. (IEC Guide 104 «The preparation of safety publications and the use of basic safety publications and group safety publications») стандарт МЭК 60446 имеет статус базовой публикации² по безопасности. Этот стандарт предназначен для использования техническими комитетами МЭК при подготовке стандартов на электрооборудование и электроустановки. То есть требования стандарта МЭК 60446 применяют только в том случае, если они включены в другие стандарты или на них даны ссылки в этих стандартах. Технические комитеты МЭК обязаны везде, где это возможно включать в разрабатываемые ими стандарты (в пределах области их действия) требования базовых публикаций по безопасности или отсылать к ним.

Требования МЭК 60446:2007 г. существенно отличаются от требований ранее действовавшего стандарта МЭК 60446:1999 г., на основе которых были сформулированы требования по цветовой идентификации проводников в других стандартах МЭК. Поэтому в октябре 2007 г. МЭК ввела в действие третью редакцию стандарта МЭК 60227-1 «Кабели с поливинилхлоридной изоляцией номинальных напряжений до 450/750 В включительно. Часть 1. Общие требования» (International standard IEC 60227-1 «Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V. Part 1: General requirements»), которая заменила ранее действовавший стандарт МЭК 60227-1, датированный 1998 г. Одновременно МЭК приняла поправку 1 (International standard IEC 60245-1-am¹ «Rubber insulated cables. Rated voltages up to and including 450/750 V. Part 1: General requirements. Amendment 1») к действующему стандарту МЭК 60245-1 «Кабели с резиновой изоляцией. Номинальные напряжения до 450/750 В включительно. Часть 1. Общие

¹ Харечко Ю. В. Уточнение требований к цветовой и буквенно-цифровой идентификации проводников // Главный энергетик, 2007, № 8.

² В системе национальных стандартов не предусмотрены аналогичные нормативные документы.

Требования стандартов МЭК 60227-1³ и МЭК 60245-1 к цветовой идентификации жил кабелей

Число жил в кабеле	Старые требования	Новые требования
1 и 2	нет предпочтительных схем расцветки	нет предпочтительных схем расцветки
3	желто-зеленый, светло синий, коричневый цвет (green-and-yellow, light blue, brown)	желто-зеленый, синий, коричневый цвет (green-and-yellow, blue, brown)
	светло синий, черный, коричневый цвет (light blue, black, brown)	коричневый, черный, серый цвет (brown, black, grey)
4	желто-зеленый, светло синий, черный, коричневый цвет (green-and-yellow, light blue, black, brown)	желто-зеленый, коричневый, черный, серый цвет (green-and-yellow, brown, black, grey)
	светло синий, черный, коричневый, черный или коричневый цвет (light blue, black, brown, black or brown)	синий, коричневый, черный, серый цвет (blue, brown, black, grey)
5	желто-зеленый, светло синий, черный, коричневый, черный или коричневый цвет (green-and-yellow, light blue, black, brown, black or brown)	желто-зеленый, синий, коричневый, черный, серый цвет (green-and-yellow, blue, brown, black, grey)
	светло синий, черный, коричневый, черный или коричневый, черный или коричневый цвет (light blue, black, brown, black or brown, black or brown)	синий, коричневый, черный, серый, черный цвет (blue, brown, black, grey, black)

требования» 2003 г. (International standard IEC 60245-1 «Rubber insulated cables. Rated voltages up to and including 450/750 V. Part 1: General requirements»).

В новом стандарте МЭК 60227-1 и в поправке к стандарту МЭК 60245-1 изменены требования к цветовой идентификации жил многожильных кабелей. Новые требования, базирующиеся на требованиях действующего стандарта МЭК 60446, предусматривают применение серого цвета в качестве предпочтительного цвета. Ниже представлены старые и новые требования к цветовой идентификации жил в кабелях — так называемые схемы расцветки. Установлены две предпочтительные схемы расцветки, одну из которых применяют для кабелей, имеющих жилу, используемую в качестве защитного проводника, которая должна быть желто-зеленого цвета. Вторую схему расцветки используют для кабелей, не имеющих жилы, используемой в качестве защитного проводника.

Действующие в нашей стране ГОСТ Р МЭК 60227-1–99 и ГОСТ Р МЭК 60245-1–2006, которые устанавливают требования к кабелям с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией, следует переработать для приведения их требований в соответствие с новыми требованиями стандартов МЭК 60227-1 и МЭК 60245-1.

Следует заметить, что МЭК продолжает работы по уточнению требований к цветовой идентификации проводников. В ноябре 2007 г. технический комитет 16 МЭК (ТК 16) выпустил для обсуждения проект пятой редакции стандарта МЭК 60445 «Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса человек-машина, выполнение и идентификация. Идентификация выводов оборудования, зажимов для проводников и проводников» (International standard IEC 60445 «Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification. Identification of equipment terminals, conductor terminations and conductors») — документ 16/465/CD (Committee Draft — проект комитета). Этот

³ В стандарте МЭК 602271 установлены требования к цветовой идентификации жил гибких кабелей.

Указанные проводники / выводы	Идентификация проводников / выводов посредством		
	Буквенно-цифрового обозначения ^a	Цвета	Графических символов ^b
Электрические цепи переменного тока 			
Фазный проводник однофазной цепи	L	Коричневый	BN ^d 
Фазный проводник 1 трехфазной цепи	L1 ^c	Коричневый	BN ^e 
Фазный проводник 2 трехфазной цепи	L2 ^c	Черный	BK ^e 
Фазный проводник 3 трехфазной цепи	L3 ^c	Серый	GY ^e 
Заземленный фазный проводник однофазной цепи	LE	Синий	BU ^d 
Заземленный фазный проводник трехфазной цепи	LE1 ^c , LE2 ^c or LE3 ^c		
Нейтральный проводник	N	Синий	BU ^f 
Электрические цепи постоянного тока 			
Положительный полюсный проводник	L+	Коричневый	BN ^g 
Отрицательный полюсный проводник	L-	Серый	GY ^g 
Заземленный положительный полюсный проводник	LE+	Синий	BU ^g 
Заземленный отрицательный полюсный проводник	LE-		
Средний проводник	M	Синий	BU ^f 
Защитные проводники			
Защитный проводник	PE	Желто-зеленый	GNYE 
PEN-проводник	PEN	Желто-зеленый Синий	GNYE ^h BU ^h 
PEL-проводник	PEL		
PEM-проводник	PEM		
Защитный проводник уравнивания потенциалов i:	PB	Желто-зеленый	GNYE 
заземленный	PBE		
незаземленный	PBU		
Функциональные проводники			
Функциональный заземляющий проводник j	FE	Нет рекомендации 	
Функциональный проводник уравнивания потенциалов	FB		

^a См. раздел 7.

^b Показанные графические обозначения соответствуют следующим номерам символов в МЭК 60417:

	IEC 60417-5032;		IEC 60417-5031;		IEC 60417-5005;
	IEC 60417-5006;		IEC 60417-5019;		IEC 60417-5018;
	IEC 60417-5020;		IEC 60417-5021.		

^c Необходимо только в многофазной электрической цепи.

^d См. п. 6.2.3.

^e Ни фазировка, ни направление вращения не подразумеваются данными цветами.

^f См. п. 6.2.2.

^g См. п. 6.2.4.

^h См. п. 6.3.3–6.3.5.

ⁱ Защитный проводник уравнивания потенциалов в большинстве случаев представляет собой заземленный защитный проводник уравнивания потенциалов. Его не обязательно обозначать «PBE». В тех случаях, когда применяют разделение между заземленным защитным проводником уравнивания потенциалов и незаземленным защитным проводником уравнивания потенциалов (например, в пределах медицинских электрических установок) должно быть выполнено четкое различие между ними и должны быть использованы обозначения «PBE» и «PBU».

^j Ни обозначение «FE», ни графический символ 5018 МЭК 60417 не должны быть применены для проводников или выводов, имеющих защитную функцию.

документ представляет собой стандарт МЭК 60445 «Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса человек-машина, выполнение и идентификация. Идентификация выводов оборудования и зажимов для проводников» 2006 г. (International standard IEC 60445 «Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification. Identification of equipment terminals and conductor terminations»), объединенный со стандартом МЭК 60446. ТК 16 планирует опубликовать новый стандарт МЭК 60445 в феврале 2010 г.

В декабре 2007 г. нами были сформулированы замечания по проекту стандарта МЭК 60445 и подготовлены предложения по уточнению его требований к цветовой и буквенно-цифровой идентификации проводников. Замечания и предложения были переданы в Российский национальный комитет МЭК, а также председателю и секретарю ТК 16. Рассмотрим кратко эти замечания и предложения.

В разделе «Термины и определения» проекта стандарта МЭК 60445 предложено уточнить определения некоторых проводников, заимствованные из стандарта МЭК 60050-195 «Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током» (International standard IEC 60050-195 «International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock»), для того, чтобы однозначно установить область их использования в электрических цепях переменного тока или в электрических цепях постоянного тока. Уточнены определения следующих терминов: «линейный проводник», «средний проводник», «нейтральный проводник», «заземленный защитный проводник уравнивания потенциалов», «незаземленный защитный проводник уравнивания потенциалов». Предложено добавить в этот раздел стандарта определения терминов «защитный заземляющий проводник», «фазный проводник», «полюсный проводник» и нового термина «заземленный линейный проводник».

В разделе «Идентификация посредством цветов» проекта стандарта МЭК 60445 предложено установить применение синего цвета только для идентификации нейтрального среднего и заземленного линейного проводников. Сформулированы предложения по цветовой идентификации фазных проводников в однофазных электрических цепях переменного тока и полюсных проводников в электрических цепях постоянного тока, а также предложения по цветовой идентификации фазных проводников в однофазных электрических цепях, которые представляют собой ответвления от трехфазных электрических цепей.

В разделе «Идентификация посредством буквенно-цифровых обозначений» проекта стандарта МЭК 60445 предложено установить буквенно-цифровые обозначения для среднего проводника, заземленных фазных и полюсных проводников, а также уточнить буквенно-цифровые обозначения для фазных проводников в однофазных электрических цепях, которые представляют собой ответвления от трехфазных электрических цепей. Сформулированы предложения по цветовой идентификации фазных проводников в однофазных электрических цепях переменного тока и полюсных проводников в электрических цепях постоянного тока.

Предложена иная, чем в проекте стандарта МЭК 60445, таблица А.1, которая представлена ниже без указания нормативных цветов.



**Э. А. Киреева,
А. Э. Тен,
Г. Ф. Быстрицкий**

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА НА КАНАЛИЗАЦИОННОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

Известно, что регулирование производительности (подачи) центробежных насосов может осуществляться следующими способами:

- дросселированием на напорном патрубке;
- изменением числа оборотов рабочего колеса насоса с помощью регулируемого электропривода (РЭП);
- подсосом воздуха во всасывающий трубопровод;
- обрезкой диаметра рабочего колеса насоса.

Из перечисленных способов наиболее экономичным является применение регулируемого электропривода с применением преобразователя частоты (ПЧ).

Ниже приведены данные по применению РЭП на крупной канализационной станции (КНС).

Рассматриваемая канализационная станция имеет следующие характеристики:

- проектная производительность — 800,0 тыс. м³/сут;
- среднесуточная производительность — 750,3 тыс. м³/сут;
- максимальная суточная перекачка — 796,0 тыс. м³/сут;
- среднечасовая производительность — 31,3 тыс. м³/ч;
- максимальная часовая перекачка — 43,6 тью. м³/ч^л
- характеристика напорных трубопроводов 4 x 1400 мм; сталь L=6600 м.

Технические данные оборудования

Насос СДВ 9000/45	Двигатель СДВЗ-173/49-12
$Q_n = 9000 \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_n = 1600 \text{ кВт}$
$H_n = 45 \text{ м}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$n_n = 500 \text{ об/мин}$	$I_{\text{ном}} = 85 \text{ А}$
$\eta = 0,87$	$\eta = 0,9$
$\lambda_{\text{ст.вод}} = 1250 \text{ кг/м}^3$	$n_n = 500 \text{ об/мин.}$

Режим работы КНС следующий: в работе находятся 3—4 насосных агрегата (н/а), в часы максимального водоотведения — 6 насосных агрегатов. Работа насосов — по уровню в приточном канале и в приемном отделении КНС. При снижении уровня осуществляется дросселирование напорными задвижками на насосных агрегатах.

Количество электроэнергии, которая может быть сэкономлена в насосных установках, при дроссельном регулировании зависит от следующих основных технологических параметров: крутизны характеристик трубопроводов и центробежных насосов, глубины регулирования подачи

Количество включенных н/а		2	3	4	5	6
Производительность КНС на 4 водовода, тыс.м ³ /час	11,9	22,9	31,7	38,2	42,9	45,9

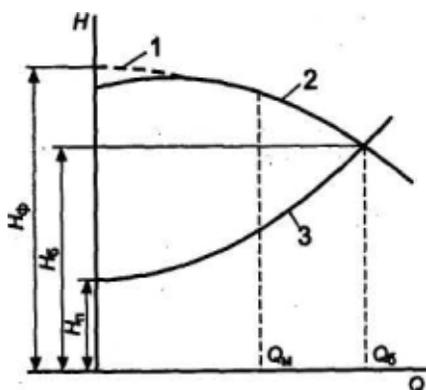


Рис. 1. График совместной работы насоса с трубопроводом

1 — фиктивный участок характеристики насоса;
2 — напорная характеристика насоса;
3 — характеристика трубопровода

насосных установок, количества насосных агрегатов, участвующих в работе и других факторов.

Крутизна характеристики трубопроводов (рис. 1), зависящая от соотношения динамической и статической составляющих напора, требуемого для подачи воды потребителю, может быть определена:

$$H_n^* = H_n / H_g,$$

где:

H_n — противодавление, определяемое разностью геодезических отметок уровней;

H_g — полный напор, требуемый для подачи воды потребителю при наибольшей подаче Q_g с учетом динамических потерь напора в трубопроводе.

Крутизна характеристики центробежного насоса может быть определена так:

$$H_\phi^* = H_\phi / H_g,$$

где

H_ϕ — фиктивная высота подъема насоса при подаче, равной нулю.

Глубина регулирования подачи:

$$\lambda = Q_n / Q_g,$$

где

Q_n — наименьшая часовая подача насосной станции в день наименьшей подачи в году;

Q_g — наибольшая часовая подача в день наибольшей подачи в году.

Относительная экономия электроэнергии W^* , в зависимости от параметров H_n^* , H_ϕ^* , λ определяется с помощью расчетных кривых.

На рис. 2 представлены кривые для определения относительной экономии энергии при замене дросселирования водяных насосов регулированием их частоты вращения с помощью регулируемого электропривода.

Из графиков видно, что относительная экономия электроэнергии не может превышать 0,35—0,4, а средние значения равны 0,2—0,25.

При параллельной работе нескольких насосных агрегатов средние значения избыточных напоров существенно меньше, чем при работе одного насоса. По этой причине результирующая экономия энергии при работе РЭП и нескольких насосов снижается.

Кроме того, использование РЭП связано с возникновением потерь в частотных преобразователях, электродвигателях и со снижением КПД насосов, работающих на пониженных частотах вращения.

Таким образом, применение РЭП позволяет сэкономить в среднем 5—15% энергии, расходуемой на перекачку воды.

Опыт эксплуатации РЭП на канализационных насосных станциях показывает, что экономия составляет в среднем 10%.

Количество сэкономленной энергии само по себе не определяет целесообразность использования РЭП в насосной установке. На срок окупаемости существенное влияние оказывает соотношение стоимости энергии и энергосберегающего оборудования:

Условие окупаемости РЭП имеет вид:

$$W^* \geq \frac{E + A \cdot \Delta K}{N_g T \cdot \Pi} - \eta_{np} + (1 + \zeta)$$

или

$$W^* \geq 1,1 \left(\frac{1}{T_{ок}} + \frac{1}{T_{ср.сл.}} \right) \frac{k/\Pi}{T} - \eta_{np} + (1 + \zeta),$$

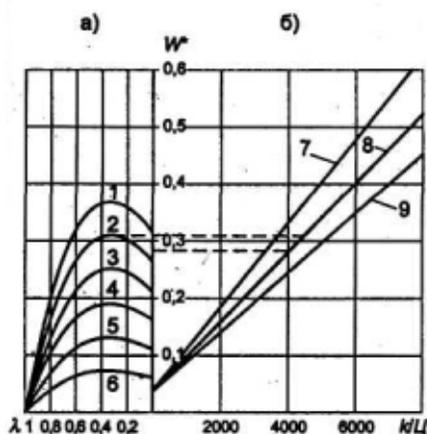


Рис. 2. Окупаемость энергосберегающих САУ, оснащенных РЭП в насосных установках

а — значения относительной экономии энергии, которые могут быть получены в насосной установке при различных параметрах λ и H_n^* : 1 — $W^* = f(\lambda)$ при $H_n^* = 0$; 2 — то же, при $H_n^* = 0,2$; 3 — то же, при $H_n^* = 0,4$; 4 — то же, при $H_n^* = 0,6$; 5 — то же, при $H_n^* = 0,8$; 6 — то же, при $H_n^* = 1$; **б** — значения относительной экономии энергии, при которой САУ окупается в разные сроки: 7 — $W = f(k/\Pi)$ при $T_{ок} = 2$ года; 8 — то же, при $T_{ок} = 2,5$ года; 9 — то же, при $T_{ок} = 3$ года

где:

$\eta_{пр}$ — КПД преобразователя частоты;

$T = 8760$ час — длительность расчетного периода;

$T_{ок} = 2—3$ года — приемлемый срок окупаемости оборудования;

$T_{ср.сл.} = 15$ лет — срок службы преобразователя частоты;

$$k/Ц, (\text{ч}),$$

где

$k = \Delta K/P$ — удельная стоимость оборудования РЭП;

$Ц$ — тариф на электроэнергию;

ΔK — стоимость оборудования РЭП;

$P = (1,05 \dots 1,15) N_6$ — мощность РЭП;

N_6 — мощность электродвигателя насоса.

Полученные неравенства являются критериями целесообразности использования РЭП в насосных установках по условию экономии энергии, расходуемой на подачу воды и перекачку стоков.

Для удобства пользования этим критерием предлагается графический способ. На рис. 2 совмещены расчетные кривые для определения W^* по значениям λ и H_n^* и зависимости $W^* = f(k/Ц)$. Над зависимостью $W^* = f(k/Ц)$ расположена область целесообразного использования РЭП на насосной станции.

На рассматриваемой КНО имеем следующие исходные данные для расчета:

$$H_n^* = 24/48 = 0,5;$$

$$H_\phi^* = 58/48 = 1,2;$$

$$\lambda = 22,9/43,6 = 0,53.$$

По графику $W^* = f(\lambda)$ находим значение $W^* = 0,22$.

Удельная стоимость РЭП:

$$k = \frac{3500000 + 500000}{1,1 \cdot 1600} = 2270 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

$$k/Ц = 2270/0,5055 = 4490 \text{ час.}$$

Определим целесообразность применения РЭП на объекте:

$$W^* \geq 1,1 \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{15} \right) \frac{4490}{8760} - 0,98 + (1 + 0,025) = 0,27.$$

В итоге $W^* = 0,22$ меньше, чем $0,27$.

Определим целесообразность применения РЭП на объекте:

Произведя соответствующие вычисления, определяем, что применение РЭП оправдано при сроке окупаемости, равном 4,3 года, что экономически целесообразно при сроке эксплуатации 15 лет.

Исходя их характеристик объекта, выбираем преобразователь частоты ПЧ-ТТП-200—10к стоимостью 3500 тыс. руб. Стоимость проектных, монтажных и пусконаладочных работ составляет 500 тыс. руб. Расходы на оплату сервисного обслуживания — 100 тыс. руб. в год.

Преобразователь частоты предназначен для плавного пуска в заданном направлении вращения и регулирования частоты вращения синхронных двигателей (СД) в приводе с насосными агрегатами.

Система состоит из:

- статического преобразователя частоты (ПЧ) типа ПЧ-ТТП-200—10к, обеспечивающего совместно с синхронными двигателями регулирование выходной частоты вращения насосных агрегатов;

- распределительного устройства переменной частоты (РУ ПЧ) на 4 насосных агрегата.

К ПЧ может быть подключено одновременно до 2 насосных агрегатов, номера и количество подключаемых агрегатов выбирает персонал КНС.

Насосные агрегаты, подключенные через РУ ПЧ, могут работать как в регулируемом режиме, так и в штатном непосредственно от сети. Для предотвращения ошибок обеспечена взаимная блокировка на включение штатных выключателей н/а и регулируемых выключателей РУ ПЧ.

Преобразователь совместно с СД обеспечивает следующие режимы работы:

- частотный пуск СД в заданном направлении вращения в условиях синхронизма частоты вращения с напряжением СД (до частоты, равной 2,5—3 Гц);

- частотный пуск СД с регулируемым или постоянным темпом разгона в диапазоне 3—60 Гц;

- стационарный режим точной синхронизации частоты и фазы напряжения на СД с частотой и фазой напряжения сети, питающей преобразователь;

- бестолчковое переключение CIVI на питание от сети переменного тока из режима точной синхронизации независимо от характера и величины нагрузки;

- рекуперативное торможение СД с любой частоты вращения, в том числе из режима питания от сети (с автоматическим отключением от сети), до полной остановки СД, исключающее ее вращение в зоне низких частот (менее 0,02 Гц);

- плавное регулирование частоты вращения СД в диапазоне 3—60 Гц;

- переключение СД с режима питания от промышленной сети на питание от преобразователя с последующим регулированием частоты вращения СД.

Основные технические данные ПЧ:

- номинальная выходная мощность — 3464 кВА;

- номинальное выходное напряжение — 10 кВ;

- номинальная выходная частота — 50 Гц;

- напряжение питающей сети — 10 кВ;

- номинальный выходной ток — 200 А;

- частота питающей сети — 50 Гц;

- КПД, не менее 98 %;

- диапазон регулирования выходной частоты — 0,01—60 Гц;

- точность стабилизации выходной частоты — $\pm 0,2$ Гц.

Принцип действия преобразователя заключается в преобразовании переменного трехфазного напряжения про-

ОБМЕН ОПЫТОМ

мышленной частоты в переменное напряжение с регулируемой выходной частотой.

Функциональная схема силовой части преобразователя частоты представляет собой тиристорный преобразователь с явно выраженным звеном постоянного тока и ведомым инвертором тока с естественной коммутацией.

Напряжение сети промышленной частоты выпрямляется трехфазным мостовым управляемым выпрямителем. Выпрямленное напряжение подается на вход трехфазного мостового инвертора. Пульсации выпрямленного тока на входе инвертора сглаживаются индуктивностями обмоток реактора L1 и L2. Частота выходного напряжения инвертора определяется его системой управления САУ-И, а коммутация тиристоров инвертора осуществляется под действием ЭДС синхронной машины в диапазоне 3—60 Гц.

Выпрямитель и инвертор выполнены по одинаковой схеме, полностью идентичны и взаимозаменяемы.

Ограничение тока со стороны питающей сети при коротких замыканиях преобразователя осуществляется за счет индуктивных сопротивлений токоограничивающего реактора, установленного на входе выпрямителя, а со стороны синхронной машины — ее реактансами.

Если мощность синхронной машины (СМ) много больше мощности преобразователя, то ограничение токов КЗ со стороны СИВИ осуществляется за счет токоограничивающих реакторов, установленных между инвертором и СИВИ.

Для ограничения уровней междуфазных коммутационных перенапряжений в выпрямителе и инверторе коммутационных перенапряжений относительно «земли» на обмотках СИВИ предусмотрена установка демпфирующих RC-цепей на входе и выходе преобразователя, а также параллельно обмоткам сглаживающего реактора.

Преобразователь имеет систему защиты, отключающую его при следующих воздействиях:

- при снижении напряжения питания собственных нужд 380 В ниже $0,8U_{НОМ}$;
- при снижении напряжения питающей сети на входе преобразователя ниже $0,8U_{НОМ}$, время 0,5—1,5 с;
- при повышении напряжения на входе преобразователя выше $1,2 U_{НОМ}$;
- при появлении перенапряжений относительно «земли» на входе преобразователя выше допустимого уровня $1,2U_{НОМ}$;
- при появлении перенапряжений на выходе преобразователя относительно «земли» выше амплитуды линейного напряжения;
- при перегрузках по току выше $21U_{НОМ}$, а также при токе $1,251U_{НОМ}$ в течении 5 минут, $1,75U_{НОМ}$ в течении 60 с;
- при «опрокидывании» инвертора или выпрямителя (дифференциальная токовая защита);
- при неисправности в системе охлаждения преобразователя;
- при открывании дверей шкафов ШВП и ШТ;
- при пробое более одного тиристора в плече выпрямителя или инвертора;
- при появлении сигнала на отключение из схем защиты и управления СМ.

Преобразователь имеет систему аварийной и предупредительной сигнализации по перечисленным видам защит с выходом суммарных сигналов в общую систему сигнализации преобразователя, а также сигнализацию:

- пробоя одного тиристора в плече силового блока выпрямителя или инвертора;
- наличия напряжения питающей сети;
- включенного и отключенного состояния преобразователя;

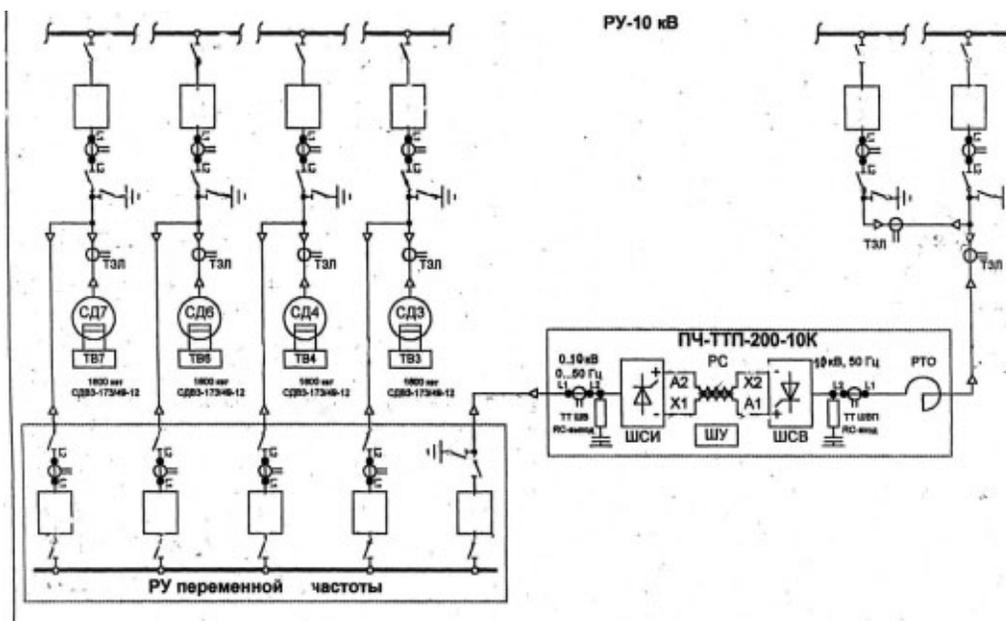


Рис. 3. Однолинейная схема регулируемого привода

- включения двигателя в сеть;
- рекуперативного режима работы преобразователя («Торможение»);

- аварийного отключения преобразователя («Авария»);

Защита преобразователя осуществляется мгновенным изменением угла управления выпрямителем в сторону максимального значения («Инвертирование») с последующим снятием импульсов управления и подачей команды на включение короткозамыкателей. Этим образуется цепь для протекания тока звена постоянного тока при отключении выключателей на входе и выходе преобразователя.

На рис. 3 дана однолинейная схема регулируемого привода.

Опыт эксплуатации насосного оборудования рассматриваемой КНС показывает, что поддержание требуемого уровня сточных вод в приемном резервуаре насосной станции при параллельной работе нескольких насосных агрега-

тов производится дросселированием напорной задвижки одного из насосов.

Исходя из графика среднечасовой перекачки КНС определяем, что, в основном, в работе находятся 3—4-насосных агрегата, производительность 3-х-насосов на 4 водовода составляет 31,7 тыс. м³/ч, 4-х-насосов — 38,2 тыс. м³/ч. В соответствии с графиком совместной работы насосов и водоводов КНС, регулирование подачи одного из четырех насосов производится в пределах 7,5—9,0 тыс. м³/ч.

Были проведены расчеты по определению среднесуточного расхода электроэнергии как при дроссельном, так и при частотном регулировании подачи насосов. Найдено, что среднесуточный расход энергии составляет при дроссельном регулировании 174,0 тыс. кВтч, а при частотном (РЭП)—168,0 тыс. кВтч.

Экономия при существующем тарифе на электроэнергию в денежном эквиваленте составляет 1107 тыс. руб./год.

Таблица 1

Перекачка по часам за 31 декабря 2006 года в тыс. м³/час.

Время	Н/С № 1		Н/С № 2		Н/С № 3		Н/С № 4		Н/С № 5		Н/С № 6	
	Час	м ³	Час	м ³								
0—1	5	40,5	3	22,4	3	30,4	8,2	3	24,0	3	19,6	
1—2	5	40,4	3	22,4	3	30,4	8,1	3	23,1	3	17,7	
2—3	5	39,8	3	22,3	3	30,3	7,6	3/2	24,1	3	14,8	
3—4	5/4	37,0	3/2	18,5	3	29,9	8,5	2	23,2	3/2	13,2	
4—5	4	35,5	2/1	12,5	3	29,5	8,5	2	19,5	2	11,3	
5—6	4/3	32,6	1	8,8	3	28,8	9,0	2	14,0	2	11,7	
6—7	3	30,6	1	8,7	3	28,9	8,8	2/1	11,5	2	10,4	
7—8	3	30,7	1	8,8	3	28,7	8,8	1/2	14,0	2	11,3	
8—9	3/2	27,2	1/2	11,8	3	27,9	8,8	2	12,6	2	12,3	
9—10	3	30,6	2	16,2	3/4	28,5	7,4	2	18,3	2	14,1	
10—11	3/4	33,2	2/3/2	15,5	4	35,8	6,4	2	19,7	2/3	16,8	
11—12	4	35,9	2/3	17,7	4	34,4	8,6	2	19,7	3	19,3	
12—13	4/5	39,2	3	22,3	4/5	38,9	9,8	2	25,0	3/4/5	21,9	
13—14	5	40,6	3	22,5	5	40,2	9,8	2/3	25,1	5	28,0	
14—15	5	40,6	3/4	23,2	5/6	42,8	9,7	3	28,7	5/4	24,8	
15—16	5	40,6	4	28,8	6	43,6»	9,7	3	28,8»	4	25,7	
16—17	6	43,5	4	28,7	6	43,6 s	9,6	3/4/3	28,8.	4	26,3	
17—18	6	43,5	4	28,6	6/5	39,9	9,7	3/2/3	28,4	4	25,1	
18—19	6	43,5	4	28,7	5	39,5	9,7	3	28,4	4	24,0	
19—20	6	43,5	4	28,7	5/4	38,3	9,8	3	28,5	4	24,1	
20—21	6	43,5	4	28,8	4	35,5	9,8	3	26,0	4	24,4	
21—22	6	43,5	4/5	28,8	4	36,0	9,8	3	26,0	4	24,3	
22—23	6	43,5	5	35,6	4	36,0	9,2	3	25,1	4	23,4	
23—24	6	43,5	5	35,7	4/3	32,2	8,7	3	24,7	4/3	19,8	
Итого		923,0		526,0		830,0	214,0		547,2		464,3	
Передано		923,0		526,0		830,0	214,0		547,0		464,3 402+62,3	
Макс. час.				35,7		43,6	9,8		28,8		28,0	

Расчет действительного срока окупаемости регулируемого электропривода

Определим минимум приведенных затрат:

$$Z_{\text{мин}} = K_{\text{нэ}} \cdot K + C_{\text{э}}, \text{ руб.},$$

где

$K_{\text{нэ}} = 0,15$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (для срока окупаемости 7 лет);

$K = 4000$ тыс. руб. — стоимость ПЧВН, проектных, монтажных и пусконаладочных работ;

$C_{\text{э}} = C_{\text{п}} + C_{\text{а}} + C_{\text{экспл.}}$ — эксплуатационные расходы;

$C_{\text{п}} = 1600(1 - 0,98) = 0,5055 \cdot 24 = 365$ тыс. руб. — стоимость потерь;

$CA = \varphi A \cdot K = 0,067 \cdot 4000 = 268,0$ тыс. руб. — амортизационные отчисления;

$\varphi A = 0,067$ при сроке эксплуатации ПЧВН 15 лет;

$C_{\text{э}} = 141,7 + 268,0 + 100,0 = 509,7$ тыс. руб.;

$Z_{\text{мин}} = 0,15 \cdot 4000 + 509,7 = 1109,7$ тыс. руб.

Действительный срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{Z_{\text{год}} - C_{\text{экспл}}} = \frac{4000}{1109 - 100} = 4,0 \text{ года}.$$

Выводы

1. Реальная экономия электроэнергии, обусловленная применением регулируемого электропривода в энергосберегающих системах управления насосными агрегатами, составляет 10—15%.

2. Экономия электроэнергии будет больше для насосных станций, в которых велико отношение потерь напора в трубопроводе к высоте подъема жидкости.

3. Сроки окупаемости регулируемого электропривода в насосных установках при существующем соотношении цен на электроэнергию и энергосберегающее оборудование, как правило, составляют 2—4 года.

4. Благодаря режиму плавного пуска обеспечивается увеличение ресурса работы оборудования.

5. Применение регулируемого электропривода на рассматриваемой КНС экономически целесообразно. Годовая экономия электроэнергии составляет около 2000 тыс. кВт·ч или 1100 тыс. руб. при утвержденном тарифе. Срок окупаемости оборудования составляет 4 года.

Литература

1. Лезнов Б.С., Воробьева Н.П., Воробьев С.В. и др. Окупаемость регулируемого электропривода в насосных установках //Водоснабжение и санитарная техника, 2002, № 12.

2. Храменков С.В., Гаврилин Е.Н., Афанасьев Ю.В. и др. Энергосберегающая система управлений режимом насосной станции //Водоснабжение и санитарная техника, 1999, № 6.

3. Киреева Э.А., Юнес Т., Айюби М. Автоматизация и экономия электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 1998.

4. Леонов Г.В., Рахлин В.П. Энергосбережение и управление регулируемым приводом на канализационных насосных станциях //Водоснабжение и санитарная техника, 2003, № 7.

5. Лезнов Б.С., Чебанов В.Б. Технологические основы энергосбережения в насосных установках //Водоснабжение и санитарная техника, 2004, № 7.

6. Шкердин Д.Г. Преобразователи частоты в энергосберегающем приводе насосов//Водоснабжение и санитарная техника, 2004, № 7.

7. Андреев В.Н. Энергосбережение на МП «Ярославльводоканал»//Водоснабжение и санитарная техника, 2003, № 4.

8. Киреева Э.А., Быстрицкий Г.Ф. Экономия электроэнергии в системах водоснабжения и канализации //Главный энергетик, № 8, 2005.



КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ — РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Приемники и преобразователи электроэнергии, имеющие в конструкции обмотки (электродвигатели, трансформаторы и др.), потребляют не только активную мощность, но и реактивную. При передаче по элементам системы электроснабжения реактивной мощности (РМ), объективно необходимой для преобразования электроэнергии, в них возникают потери активной мощности, за которые расплачивается предприятие-потребитель. Альтернативой дополнительной плате за электроэнергию является установка в сети предприятия источников реактивной мощности (ИРМ).

Компенсация реактивной мощности в сети потребителя позволяет:

- снизить плату поставщику за потребленную электроэнергию;
- уменьшить токовые нагрузки элементов системы электроснабжения (кабельных и воздушных линий, трансформаторов), обеспечив возможность расширения производства;
- улучшить качество электроэнергии за счет уменьшения отклонений напряжения от номинального значения.

Синхронные электродвигатели для компенсации реактивных нагрузок

На большинстве промышленных предприятий компенсация реактивных нагрузок может осуществляться за счет перевозбуждения имеющихся синхронных электродвига-

телей (СД) напряжением 6—10 кВ или путем размещения в сети конденсаторных установок высокого (ВКБ) и низкого (НКБ) напряжения.

Зависимость стоимости годовых потерь электроэнергии в СД Z_c , вызванных генерацией ими РМ Q_c , является квадратичной функцией:

$$ZC = Z_1c \times Qc + Z_2c \times Qc^2, \text{ руб./кВт. год}, \quad (1)$$

где

Z_1c и Z_2c — коэффициенты, определяемые параметрами СД и стоимостью электроэнергии.

Из (1) следует, что потери электроэнергии в СД, обусловленные генерацией ими РМ, минимальны при работе двигателей с небольшим потреблением РМ. Рост выработки РМ сопровождается резким ростом потерь электроэнергии, греющих прежде всего ротор СД. Исследования показывают, что использование низковольтных СД любой мощности, а также высоковольтных СД мощностью ниже 1600 кВт неэкономично.

Следует заметить, что даже при избыточной РМ мощных высоковольтных СД и генераторов собственных станций, позволяющей соблюсти договорные параметры с поставщиком электроэнергии, предприятие не застраховано от неоправданных потерь последней. Замечание харак-

терно для нефтехимических предприятий, обладающих протяженными сетями напряжением 6 кВ и большим числом маломощных понижающих трансформаторов 6/0,4 кВ.

Конденсаторные установки для компенсации реактивных нагрузок

Конденсаторные установки — более распространенный источник РМ. Более распространены в качестве ИРМ конденсаторные установки. Мощность конденсатора пропорциональна его емкости и квадрату напряжения, поэтому удельная стоимость ВКБ оказывается примерно вдвое меньшей, чем НКБ. Однако постоянная составляющая затрат для ВКБ оказывается выше за счет большей стоимости подключения к сети. Это обуславливает наличие экономических интервалов применения ВКБ и НКБ (рис.1).

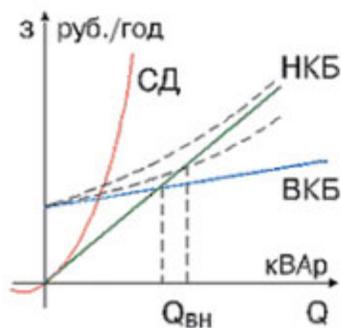


Рис. 1

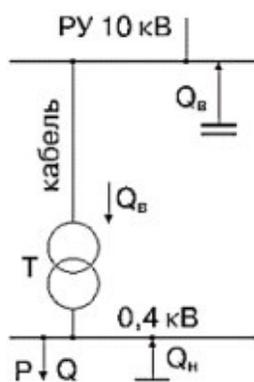


Рис. 2

Эффективность использования конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности

Затраты на генерацию РМ Q с помощью ВКБ ЗВ и НКБ ЗН являются линейной функцией мощности:

$$\begin{aligned} Z_B &= Z_0B + Z_1B \times QB; \\ Z_H &= Z_0H + Z_1H \times QH, \end{aligned}$$

где

Z_0B и Z_0H — постоянные составляющие затрат, зависящие от стоимости подключения КБ и устройств регулирования мощности, руб./год;

Z_1B и Z_1H — удельные затраты на КБ, зависящие от стоимости КБ, потерь активной мощности в них и от напряжения в узле подключения, руб./квар×год.

Из рис.1 следует, что при необходимости компенсации РМ величиной до $Q_{ВН}$ следует отдавать предпочтение НКБ, при больших значениях — ВКБ. Например, для предприятия в Самарской области, работающего в две смены и оплачивающего электроэнергию по двухставочному тарифу ($C_0 = 3839$ из табл. на стр. 14), граничное значение $Q_{ВН} = 560$ кВАр.

Оно определено для следующих условий:

- сравнивались регулируемые НКБ типа КРМ-0,4 мощностью 150-600 квар и нерегулируемые ВКБ типа КРМ-10 мощностью 450-3150 квар
- стоимость ячейки для подключения ВКБ принята равной 100000 руб.,
- суммарный коэффициент отчислений от капитальных вложений — 0,2,
- потери активной мощности для ВКБ-2,5 Вт/кВАр,
- для НКБ — 4,5 Вт/квар ($Z_0B=29000$; $Z_1B=41,1$; $Z_0H=0$; $Z_1H=92,9$).

Следует отметить, что значение $Q_{ВН} = 560$ квар получено без учета размещения ВКБ и НКБ в сети предприятия. Между точками их подключения, как правило, находятся понижающий трансформатор и питающая его линия (рис. 2).

Подключение конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности

В варианте с ВКБ необходимо учитывать затраты, обусловленные дополнительными потерями электроэнергии, вызванными передачей РМ Q_B через трансформатор и линию. Функция данных затрат имеет квадратичный характер и зависит от активных сопротивлений трансформатора и линии. Дополнительные затраты увеличивают стоимость варианта с ВКБ (пунктир на рис. 1) и соответственно значение $Q_{ВН}$.

Если для условий предыдущего примера принять мощность трансформатора 1000 кВ·А, то дополнительные удельные затраты на передачу РМ составят 0,0422 руб./квар·год, что делает предпочтительным вариант установки НКБ при любой ее мощности, независимо от параметров линии. В целом задача выбора оптимального варианта размещения ИРМ в сети промышленного предприятия достаточно сложна, и результат ее решения определяется конкретным набором технико-экономических параметров сети и ИРМ, а также стоимостью электроэнергии.

Экономию электроэнергии и срок окупаемости при применении конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности можно рассчитать.

Приближенную оценку значений годовой экономии электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$ от установки ИРМ мощностью $Q_{КУ}$ и срока его окупаемости $T_{ОК}$ можно получить, используя так называемый экономический эквивалент РМ K , который ориентировочно равен 0,02 при питании генераторным напряжением, а также 0,05, 0,08 или 0,12 при питании через одну, две или три ступени трансформации, соответственно:

$$\Delta \mathcal{E} = K \times Q_{КУ} \times T, \text{ кВт} \times \text{ч/год}, \quad (2)$$

$$T_{ОК} = K_{КУ} / (C_{сп} \times \Delta \mathcal{E}), \text{ лет}, \quad (3)$$

где

$K_{КУ}$ — стоимость конденсаторной установки в рублях;

$C_{сп}$ — из таблицы (для одноставочного тарифа принимается равным C).

Например, для НКБ мощностью 400 квар, стоимостью 160 000 руб. для предприятия с одной ступенью трансформации годовая экономия энергии и срок окупаемости составят:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,05 \times 400 \times 5000 = 100\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$T_{\text{ок}} = 160\,000 / (0,77 \times 100\,000) = 2,1 \text{ года.}$$

Для того же предприятия, работающего в три смены, срок окупаемости составит 1,2 года.

Более точные значения $\Delta \mathcal{E}$ и $T_{\text{ок}}$ можно получить при наличии параметров сети выше точки подключения ИРМ и суточных графиков реактивных нагрузок.

Для нашего примера (рис.2) определим дополнительные потери активной мощности ΔP в трансформаторе и кабельной линии длиной 400 м сечением 50 мм².

Допустим, до установки НКБ трансформатор имел нагрузки:

$$P = 700 \text{ кВт},$$

$$Q_1 = 500 \text{ квар},$$

$$S_1 = 860 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

коэффициент загрузки — $K_{31} = 0,86$.

После установки НКБ:

$$Q_2 = 100 \text{ квар},$$

$$S_2 = 707 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

$$K_{32} = 0,707.$$

Ток трансформатора и линии:

$$I_1 = 860 / (10,5 \cdot 1,73) = 47 \text{ А},$$

$$I_2 = 707 / (10,5 \cdot 1,73) = 39 \text{ А}.$$

Дополнительные потери мощности в кабеле:

$$\Delta P_K = 3 \times R_K \times (I_1^2 - I_2^2) = 3 \times 0,248 \times (47^2 - 39^2) = 0,52 \text{ кВт}.$$

Дополнительные потери мощности в трансформаторе

ΔP_T зависят от его нагрузочных (ΔP_{K3}) потерь:

$$\Delta P_T = \Delta P_{K3} \times (K_{31}^2 - K_{32}^2) = 10,6 \times (0,862 - 0,7072) = 2,54 \text{ кВт}.$$

Суммарные потери мощности:

$$\Delta P = \Delta P_K + \Delta P_T = 3,06 \text{ кВт}.$$

Экономия электроэнергии за год составит:

$$\Delta \mathcal{E} = 3,06 \times 5000 = 15\,300 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Увеличение пропускной способности трансформатора и кабеля можно учесть соответствующими долями их стоимости.

Для трансформатора ТСЗ:

$$\Delta K_T = K_T (S_1 - S_2) / S_1 = 500\,000 \times (860 - 707) / 860 = 88\,953 \text{ руб.}$$

Для кабеля с длительно допустимым током $I_D = 130 \text{ А}$:

$$\Delta K_K = K_K (I_1 - I_2) / I_1 = 62\,000 \cdot (47 - 39) / 130 = 3815 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости НКБ:

$$T_{\text{ок}} = (K_{\text{ку}} - \Delta K_T - \Delta K_K) / (C_{\text{оп}} \times \Delta \mathcal{E}) =$$

$$= (160\,000 - 88\,953 - 3815) / (0,77 \times 15\,300) = 5,7 \text{ года}.$$

Данная оценка дает пессимистичный срок окупаемости, который реально оказывается меньшим за счет:

- уменьшения потерь электроэнергии в неучтенных элементах сети, например, в трансформаторе ГПП;
- устранения возможных надбавок к тарифу на электроэнергию за потребление РМ, превышающее договорные значения;
- улучшения качества электроэнергии (увеличение срока службы ламп, сокращение потерь мощности в асинхронных двигателях и др.);
- повышения за время окупаемости тарифа на электроэнергию.

Стоимость электроэнергии без конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности

Срок окупаемости, полученный по выражениям (2) и (3), можно считать оптимистичным. Применение регулируемых ИРМ не только снижает неоправданные потери электроэнергии за счет устранения перекомпенсации реактивных нагрузок в сети, но и способствует экономичному режиму работы электроприемников.

Местное регулирование напряжения с помощью ИРМ оказывается эффективным только для НКБ, включаемых за большим индуктивным сопротивлением понижающих трансформаторов. Так, для изменения напряжения на один процент от номинального значения необходимо за трансформатором 1000 кВ·А изменить РМ на 180 квар, за трансформатором 1600 кВ·А — 240 квар, за кабельной линией 0,38 кВ длиной 100 м — 240 квар, за кабельной линией 10 кВ длиной 1000 м — 12 500 квар.

Параметры регулируемой НКБ — количество и мощность ступеней регулирования, мощность нерегулируемой части — определяются суточным графиком потребления РМ.

Таким образом, приведенные инженерные методики помогут энергетикам предприятий оценить в первом приближении эффективность одного из самых распространенных энергосберегающих мероприятий — компенсации реактивной мощности.

Таблица

Тарифы и стоимость потерь электроэнергии C_0 в Самарской области

Число смен	Тарифные ставки (с НДС)				Т, час/год	Со, руб./кВт год, для:			Средний тариф $c_{\text{сп}} = 12 \text{ а/Т} + \text{б, руб./кВт ч}$	
	а, руб./кВт мес	б, руб./кВт ч		с, руб./кВт ч		Двухставочного тарифа		Одноставочного тарифа		
		гр. А	гр. В			гр. А	гр. В		гр. А	гр. В
1					2400	2916	2938	1513	1,21	1,22
2	172	0,355	0,364	0,672	5000	3839	3884	3360	0,77	0,78
3					8400	5045	5122	5545	0,60	0,61

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА ДЛЯ КАЧЕСТВЕННОГО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА ВЫСТАВКЕ «ЭЛЕКТРОТЕХНОЭКСПО'2007»

Электротехническая индустрия — один из базовых секторов российской экономики, оказывающих серьезное влияние на развитие всех отраслей хозяйственного комплекса страны. Поэтому внедрение в энергетику современного электротехнического оборудования и технологий создает основу для перехода российской экономики на инновационный путь развития.

Международная специализированная выставка «ЭлектроТехноЭкспо» за шесть лет проведения стала рассматриваться участниками и посетителями как одно из наиболее эффективных мероприятий. Сейчас можно уже с уверенностью считать, что электрофорум напрямую связан с новейшими научно-техническими разработками и презентацией наукоемкой продукции.

Опволоконные датчики тока

Как только в начале 1980-х гг. появилось оптическое волокно, возникла идея применять его для измерения электрического тока. Но первые световоды были неустойчивы к радиации и характеризовались большими потерями при передаче, что и определяло недостаточную точность волоконно-оптического метода, реализованного на их основе.

В конце 1980-х — начале 1990-х гг. с развитием оптоволоконных технологий на Западе вновь вспыхнул интерес к измерению тока с помощью световодов. В нашей стране в то время должного внимания этому направлению не уде-

лялось — финансировались только разработки волоконно-оптического гироскопа (ВОГ), позволяющего вывести на новый качественный уровень системы автоматического управления движением самолетов, ракет, торпед и т.д.

Серьезно занялись в России оптоволоконными датчиками тока только в 2003 г., после того как подобные высококачественные приборы появились на Западе в 2002 г. Они были разработаны американско-канадской компанией NXPPh и предназначались для использования в силовой электроэнергетике. А несколько позже шведско-швейцарский концерн ABB вышел на рынок с волоконными приборами для измерения токов на предприятиях цветной металлургии.

Российские специалисты Института радиоэлектроники (ИРЭ РАН, Московская обл.), имеющие опыт создания ВОГ, занялись данным направлением почти на 5 лет позже. Разработанные для гироскопии технологии успешно вписались ими в методики изготовления **волоконно-оптического датчика тока** (ВОДТ), причем цена таких устройств оказалась относительно невелика. Например, на сегодняшний день стоимость датчиков, выпускаемых компанией NXPPh, составляет около 30 тыс. долл., а концерном ABB — около 40 тыс. долл. Цена же на аналогичные отечественные приборы (при их серийном изготовлении) ожидается как минимум в 2 раза меньшей, поскольку все необходимые материалы и элементы производятся в России.

В основе работы оптического измерителя тока лежит хорошо известный специалистам эффект Фарадея. Проявляется он следующим образом. Две световые волны, имеющие круговую поляризацию, в отсутствие магнитного воздействия распространяются в прозрачной среде с одинаковой скоростью. При наложении продольного магнитного поля (в данном случае вызываемого протеканием по проводнику электрического тока) скорости этих волн становятся различными: одна начинает распространяться несколько быстрее, другая медленнее. Это равносильно появлению временной и фазовой задержек между световыми волнами, которые и измеряются оптическим прибором — интерферометром. Величина фазовой задержки пропорциональна току, протекающему через проводник.

Для генерации световых волн в волоконно-оптическом датчике используется суперлюминесцентный оптический излучатель (такой же, как и в ВОГ), отличающийся от лазера большей шириной спектра и малой длиной когерентности. С помощью специальной оптической конструкции (соединяющей четвертьволновую пластину, оптический поляризатор и фазовый модулятор) в приборе формируются световые волны с круговой поляризацией. Они направляются в чувствительную оптоволоконную катушку, надеваемую на проводник.

Принцип работы датчика ВОДТ следующий. Если тока в проводнике нет, то на выходе устройства регистрируется сигнал, просчитываемый предназначенным для этого процессором как нулевой ток. Если же по проводнику проходит ток, то благодаря его магнитному полю получается разность скоростей распространения двух световых волн, между ними появляется разность фаз, которая и регистрируется интерферометром. Далее оптический сигнал преобразуется в электрический и обрабатывается компьютером.

По сравнению с традиционными трансформаторными датчиками тока волоконно-оптические обладают целым рядом преимуществ. Они могут измерять как переменный, так и постоянный ток, а благодаря широкополосности фиксируют до 100 гармоник основной частоты (50 Гц), контролируя тем самым качество электроэнергии. При этом высокое быстродействие на перегрузки позволяет использовать ВОДТ в системах защиты высоковольтного оборудования.

Датчики имеют динамический диапазон 10^6 (т. е. шесть порядков — один датчик, например, может измерять ток в пределах от 0,5 до 500 000 А), который можно сдвигать, меняя чувствительную головку. Минимальные и максимальные границы диапазонов определяются числом витков катушки. При их большом количестве нижняя граница диапазона измерений может соответствовать значению 100 мкА (что позволяет контролировать малые токи утечки), а при наматывании нескольких витков верхней границей могут быть токи порядка сотен килоампер.

Внутренний диаметр оптоволоконной катушки варьируется от 4 см до нескольких метров. Изделия большого диаметра применяются в металлургии, где шины токопро-



Волоконно-оптический датчик тока

водов, вокруг которых наматывается оптоволоконно, достигают в поперечном сечении $1 \times 0,5$ м.

В отличие от традиционных трансформаторов тока, требующих при включении в цепь гальванической развязки, волоконно-оптические датчики осуществляют измерения бесконтактным способом: головка охватывает токопровод, не касаясь его. Кроме того, традиционные токовые трансформаторы из-за подмагничивания со временем изменяют свои точностные характеристики (явление магнитного гистерезиса) и требуют периодического проведения дорогостоящих поверочных работ.

Например, для калибровки больших измерительных трансформаторов (объемом в десятки кубометров) в некоторых случаях снаряжается целый поезд, доставляющий на место поверки высокоточный трансформатор еще больших размеров. Волоконно-оптические приборы, разработанные для замены классической измерительной аппаратуры, не подвержены гистерезису, не требуют сложных поверочных работ и сами могут использоваться в метрологии в качестве эталонных для калибровки работающих трансформаторов. Кроме того, их доставка на объект не представляет сложностей, так как габаритные размеры прибора составляют $470 \times 380 \times 140$ мм, а масса — 10 кг.

Зачастую в металлургии при проведении процессов электролиза требуется измерять токи порядка 1000 А в условиях мощных помех. В настоящее время эти измерения проводятся с помощью крупногабаритных, достаточно сложных и дорогих установок. В основе их работы лежат датчики Холла, чувствительные к помехам, компенсацию которых приходится проводить отдельно. Помехоустойчивость измерительных элементов ВОДТ дает возможность применять их вместо установок, использующих эффект Холла. Это повысит точность определения больших токов и приведет к огромной экономии электроэнергии при электролизе. Кроме того, волоконно-оптические датчики экологичны и пожаробезопасны.

На стенде ООО «Уникальные волоконные приборы» (Москва) был продемонстрирован волоконно-оптический датчик тока, который представил заведующий лабораторией ИПЭ РАН Николай Старостин. Специалист рассказал, что в настоящее время идет работа над созданием воло-

конно-оптического датчика напряжения, использование которого совместно с датчиком тока позволит получить высокоточную систему учета потребления электроэнергии.

Принцип работы нового прибора следующий. В основе его измерений лежит чувствительный элемент, представляющий собой специальный кристалл, обладающий электрооптическим эффектом. Если на такой элемент (при прохождении через него света) воздействует электрическое поле, задаваемое разностью потенциалов, то кристалл меняет параметры распространяемой по нему световой волны. Их изменение и несет информацию о напряжении.

Измерительные трансформаторы

Хотя волоконно-оптические методы измерения тока и напряжения интенсивно вытесняют классические подходы и сулят огромные преимущества, в ближайшее время вряд ли будет возможно отказаться от использования традиционных систем.

Следуя своей традиции разрабатывать каждый год хотя бы одно-два новых изделия, Свердловский завод трансформаторов тока (Екатеринбург) на этот раз представил специалистам новый **измерительный трансформатор ТОП-0,66—1**. Изделие имеет ряд преимуществ по сравнению с ранее применяемой моделью на класс напряжения 0,66 кВ.

Серия ТОП-0,66—1 выпускается на полный стандартный ряд номинальных первичных токов от 1 до 150 А и вторичного тока 1 и 5 А, а также на номинальную мощность вторичной нагрузки 5, 10 и 15 ВА. Она поддерживает как классы точности 0,5 и 0,2, так и 0,5S и 0,2S, благодаря чему может использоваться в системах автоматизированного контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Наличие у ТОП-0,66—1 встроенной медной шины, покрытой оловом, позволяет без возникновения нежелательных эффектов подключать к нему как медные, так и алюминиевые проводники. Современные клеммы, которыми оборудовано устройство, дают возможность осуществлять подсоединение вторичных цепей с минимальными временными затратами.

В новом трансформаторе имеется удобный для монтажа потенциальный вывод, расположенный в клеммной коробке. От несанкционированного доступа предусмотрены две степени защиты: прозрачная пломбируемая крышка (предохраняющая вторичные контакты, табличку с данными и клеймо) и защитная этикетка. Последняя разрушается при попытке разобрать трансформатор, оставляя видимые следы взлома.

Для повышения безопасности эксплуатации корпуса трансформаторов изготавливаются из самозатухающей пластмассы с высоким классом нагревостойкости. Такие конструкции выпускаются в трех цветовых исполнениях (желтом, зеленом и красном) в соответствии с общепринятой пофазной маркировкой.

Интерес специалистов также вызвал **встроенный трансформатор тока ТВ-110-IX с литой изоляцией**, специально разработанный для наружного применения.

Он предназначен для передачи сигнала (включающего измерительную информацию) соответствующим приборам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока с частотой 50 или 60 Гц. Использование ТВ-110-IX позволяет значительно снизить затраты при внедрении автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии на подстанциях напряжением 110 кВ.

Основные преимущества такого трансформатора (по сравнению с аналогами) заключаются в следующем. Изделие устанавливается на высоковольтный ввод выключателя или силового трансформатора с внешней стороны, т.е. не требует демонтажа оборудования или наличия свободной площади на подстанции. Оно адаптировано к большинству используемых высоковольтных вводов на 110 кВ, не нуждается в перенастройке релейной защиты и имеет четыре отпайки для получения различных коэффициентов трансформации.

Номинальный класс точности ТВ-110-IX (в зависимости от коэффициента трансформации и нагрузки) соответствует 0,5S и 0,2S, а некоторые модели производятся со вторичным током 1 А (для использования на удаленных участках подстанций). Устройство выпускается с коэффициентами трансформации 400/1, 600/1 и 1000/5 (на вторичную нагрузку мощностью от 5 до 50 ВА) и имеет трехсекундный ток термической стойкости 50 кА. Техническое обслуживание трансформатора проводится в сроки, предусмотренные для того оборудования, в составе которого он установлен.

Устройства защиты двигателей

ООО «НПФ «Электронтехника» (Брянск), занимающееся разработкой и производством электронной техники промышленного назначения, начало изготовление новой серии **универсальных электронных устройств УЗ-ЭД-3Х**. Они предназначены для защиты асинхронных трехфазных электродвигателей. Эти модели отличаются от ранее выпускаемых (УЗ-ЭД-2Х) значительно большей функциональностью.

Благодаря наличию второго, дополнительного защитного канала управления новое устройство осуществляет не только предпусковой контроль сопротивления изоляции. Оно также позволяет автоматически включать оборудование для сушки изоляции в случае критического снижения ее основных характеристик. При аварийном отключении ведущего двигателя УЗ-ЭД-3Х автоматически переключается на резервный агрегат. В этом случае изменение параметров управления и защиты происходит с помощью микропереключателей.

Устройством постоянно контролируется состояние кондуктометрического датчика сухого хода (для электронасосов) или внешнего реле неисправности (например, реле контроля температуры подшипника). В случае их срабатывания включение электродвигателя блокируется (с индикацией причины). При восстановлении изоляции, устранении сухого хода или аварийного режима прибор разрешает запуск двигателя и информирует оператора о готовности к работе.



Трансформатор тока ТВ-110-IX для наружной установки

Для выхода нагруженного двигателя на номинальное скольжение устройством формируется пусковой интервал времени (от 1 до 36 секунд с момента включения) и одновременно увеличивается до необходимой кратности токовая уставка. Это оптимизирует пуск инерционного силового агрегата и сохраняет быстрое действие токовой защиты в установившемся рабочем режиме двигателя.

Кроме того, УЗ-ЭД-3Х обеспечивает:

- автоматическое отключение двигателя при обрыве и перекосе фазных токов, изменении чередования фаз, перегрузке или недогрузке по току (при включенной минимально-токовой защите) с фиксацией и индикацией причины аварийного срабатывания;
- выдержку интервала времени запрета повторного пуска;
- возможность дистанционного сброса сигнала аварии или отключения двигателя по каналу внешнего управления;
- дистанционную передачу гальванически развязанного токового сигнала, пропорционального току по одной из фаз питания.

Для защиты двигателей мощностью от 2 до 90 (от 10 до 320) кВт выпускаются модели со встроенными (выносными) датчиками тока. При использовании устройства в исполнении УЗ-ЭД-35 второй защитный канал может осуществлять управление пуском из «звезды» в «треугольник», но не позволяет управлять включением сушильного оборудования или резервного агрегата.

Конструктивно УЗ-ЭД-3Х выполнены в корпусе из ударопрочного полистирола и рассчитаны на эксплуатацию в закрытых помещениях или шкафах при температуре от -30 до $+50$ °С. Применение таких устройств позволяет увеличить ресурс работы электродвигателя в 1,5—2 раза.

Не меньший интерес специалистов вызвала новая разработка электротехнического завода «РЕЛСИС» (Киев, Украина) — **серия микропроцессорных устройств РДЦ**. Приборы также предназначены для комплексной защиты трехфазных асинхронных двигателей, причем к агрегатам

мощностью до 10 (от 10 до 300) кВт новинки подключаются напрямую (через внешние трансформаторы тока).

Предохранение от ложного отключения двигателя в РДЦ реализуется его отстройкой от значительных пусковых токов. Для корректной работы токовой защиты при небольших длительных и значительных кратковременных перегрузках интервал ее срабатывания имеет интегральную зависимость. Устройство осуществляет отключение двигателя при перегрузке или недогрузке по току, блокировке ротора, а также для предотвращения его биения при возникновении недопустимой асимметрии токов.

По цепям напряжения РДЦ реализует защиту от повышения и понижения напряжения, неправильного чередования фаз и их асимметрии. Мониторинг напряжения и тока по каждой фазе проводится как в процессе работы, так и перед запуском двигателя. Устройство запрещает включение при залипании контактов пускателя или контактора, неправильном чередовании фаз и понижении сопротивления изоляции обмоток двигателя.

Перед пуском производится измерение сопротивления изоляции в пределах от 0 до 1 МОм. Во время работы двигателя РДЦ обеспечивает измерение тока утечки на землю, а также снятие и индикацию активной, реактивной и полной мощности (косинуса мощности для генераторов). В случае аварийного отключения количество автоматических повторных пусков может настраиваться в пределах от 0 до 5 через каждые 15 с, причем в момент отключения устройство запоминает все измеряемые параметры, что дает возможность установить причины аварии и оперативно ее устранить.

Элементы автоматики РДЦ позволяют производить непосредственное измерение температуры двигателя с помощью внешнего терморезистора, подключать датчик уровня и давления жидкости (для насосов с переключаемым алгоритмом работы) и датчик сухого хода насоса. В устройстве также предусмотрен выход для автоматического ввода резерва (АВР) и вход для дистанционного управления.

Прибор запоминает в хронологической последовательности до 100 произошедших событий. Энергонезависимая память уставок сохраняет введенные значения в течение всего срока эксплуатации устройства (не менее 8 лет). Наличие счетчика моторесурса позволяет правильно распределять время проведения регламентных работ и плановых ремонтов. Модельный ряд РДЦ включает в себя шесть устройств стоимостью от 2200 до 3100 руб. с различным набором защитных функций.

Вакуумные выключатели

ООО «ПКФ «Дельфа» (Брянск) представило **вакуумные выключатели внутреннего монтажа серий ВВД63—10 и ВВД28—10 и вакуумный реклоузер серии ВВД8—10**. К выпуску этих устройств приступило в нынешнем году ОАО «Электроаппарат» (Брянск). Оборудование соответствует как ГОСТ 687-78, так и международным стандартам IEC62271-100 электротехнической комиссии МЭК.



Микропроцессорное устройство для защиты асинхронных двигателей

Вакуумные выключатели ВВД предназначены для эксплуатации в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц и номинальным напряжением 12 кВ с изолированной и компенсированной нейтралью в нормальных и аварийных режимах. Питание цепей управления устройств может осуществляться постоянным, выпрямленным и переменным оперативным током. Главная же отличительная особенность серии ВВД63—10 состоит в том, что входящие в нее модели рассчитаны на номинальные рабочие токи до 5000 А и токи отключения до 50 кА.

Устройства выпускаются в стационарном, кассетном и выкатном исполнении с электромагнитным и пружинно-моторным приводом. Они могут использоваться как для изготовления новых серий комплектных распределительных устройств (КРУ) и сборных камер одностороннего обслуживания (КСО) с качественно новыми показателями, так и при модернизации (ретрофите) ячеек, находящихся в эксплуатации.

Применение ВВД для модернизации оборудования КСО и КРУ внутренней и наружной установки восстанавливает до нормального уровня физически и морально устаревшие агрегаты советского, российского и зарубежного производства. Причем для этого не требуется проводить дорогостоящие работы по демонтажу старых ячеек и монтажу новых. Адаптационные возможности серии ВВД63—10 позволяют осуществлять замену маломасляных выключателей без изменения главных и вспомогательных цепей. При этом выключатели ВВД63—10 стоимостью от 110 тыс. руб. имеют механический ресурс 20 тыс. срабатываний.

Вакуумный программируемый высоковольтный выключатель (реклоузер) наружной установки ВВД8—10 стоимостью около 400 тыс. руб. предназначен для автоматического секционирования воздушных (или воздушно-кабельных) линий электропередачи с любым режимом работы нейтрали. Он имеет в своем составе блок управления и контроля, позволяющий автоматизировать распределение электроэнергии в городских и сельских сетях, и работает как устройство автоматического повторного включения (АПВ).

Блок управления полностью изолирован, что обеспечивает ему устойчивость к пыли и влаге, и отличается малым энергопотреблением. В случае отказа силового питания он может в течение 24 ч работать от резервного аккумулятора. Такое устройство позволяет осуществлять передачу данных по оптоволокну, проводам и радиоканалу. При связи с системой DMS он может выполнять телеметрию, а также индикацию, регулировку и управление по телеканалу.

ОАО «Электроавтомат» (Алатырь, Республика Чувашия) в качестве новинки представило на выставке **автоматический выключатель с комбинированной защитой ВАК2Д**. От предыдущей серии ВАК2 он отличается наличием дополнительной функции дистанционного отключения нагрузки внешним контактом и возможностью индикации этого состояния. Сигнал об отключении энергопотребителя передается на ВАК2Д по отдельной проводной линии связи.

Устройства с такими нововведениями востребованы энергоснабжающими организациями, поскольку дают им возможность обесточивать неплательщиков (оставляя только дежурное освещение). Благодаря индикации можно также контролировать месторасположение ВАК2Д даже в отключенном состоянии (проводить проверку самовключения).

Остальные функции новых устройств такие же, как и у автоматических выключателей серии ВАК2. Они обеспечивают защиту при:

- коротких замыканиях и токовых перегрузках;
- непосредственном прикосновении к токоведущим частям неисправных электроустановок в случае возникновения токов утечки с электропроводников на землю при нарушении сопротивления изоляции;
- пробое или снижении сопротивления изоляции между фазным проводом и открытыми токопроводящими частями электроустановок;
- повышении напряжения сети ($U_{откл} > 265 \text{ В}$, $t_{откл} < 0,5 \text{ с}$);
- возникновении импульсных перенапряжений и повышении напряжения между нейтральным проводом и корпусом электроустановки.

Параметры выпускаемых выключателей соответствуют номинальному току 6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63 А и дифференциальному отключающему току 10, 30, 100 и 300 мА. Стоит ВАК2Д около 700 руб.

Стабилизаторы напряжения

На стенде группы компаний «Русэлт» (Москва) была представлена новая продукция ЗАО «Электромаш» (Тула). Она состояла из **трехфазных стабилизаторов напряжения нового поколения: дискретного тиристорного СДТ-25/3-У3 и электромеханического СТЭМ-2—15/3-Р-У3**. Оборудование обеспечивает одновременную стабилизацию линейного (380 В) и фазного (220 В) напряжения сети.

Устройства предназначены для качественного электроснабжения в непрерывном режиме промышленного

и бытового оборудования, подключаемого к неустойчивым сетям. Последние характеризуются широким диапазоном колебаний входного напряжения и быстро меняющимися переходными процессами.

Работа трехфазного электромеханического стабилизатора СТЭМ-2—15/3-Р-У3 с гальванической развязкой мощностью 15 кВА основана на изменении напряжения, подаваемого на первичную обмотку компенсирующего трансформатора. При этом напряжение вторичной обмотки, изменяясь по величине и фазе, возмещает отклонение первичного напряжения от номинального. Его подстройка производится с помощью реверсивных электродвигателей, которые сдвигают держатели с роликовыми токосъемниками по обмотке регулирующего автотрансформатора.

Привод перемещает токосъемники в противоположных направлениях. Так, если правый токосъемник перемещается вверх, то левый — вниз и наоборот. При изменении направления вращения двигателя вектор движения токосъемников меняется на обратный. Напряжение, снимаемое с регулирующего трансформатора в крайних положениях токосъемников, является максимальным и подается на первичную обмотку компенсирующего трансформатора.

В одном из крайних положений щетки (когда фаза питающего напряжения совпадает с фазой входного) обеспечивается режим максимального повышения напряжения. Когда же питающее и входное напряжение находятся в противофазе (другое крайнее положение щетки), достигается его максимальное понижение. При входном напряжении, равном номинальному, щетки находятся на одном уровне, поэтому питающее и напряжение на вторичной обмотке компенсирующего автотрансформатора также равны нулю.

Из основных характеристик стабилизатора надо обратить внимание на следующие. Рабочий (предельный) диапазон входного фазного и линейного напряжения составляет соответственно 165—275 (154—286) и 285—475 (266—494) В. Те же параметры для выходного напряжения — 217—227 (198—242) и 374—386 (342—418) В. При этом время реакции на изменение напряжения — 0,5 с, а точность стабилизации — 1,5%.

Состояние сети на входе и выходе устройства анализируется по 48 параметрам. При перегрузке стабилизатор в течение трех минут поддерживает до 100% мощности. Для эксплуатации в особо сложных условиях в конструкции предусмотрена возможность установки дополнительной системы охлаждения. Стабилизатор также имеет режим «обходной путь» («байпас»), при включении которого сетевое напряжение подается на нагрузку в обход системы стабилизации. Стоит СТЭМ-2—15/3-Р-У3 (включая НДС) 112995 руб.

Заводом «Электромаш» выпускаются трехфазные (однофазные) модели с гальванической развязкой серии СТЭМ-2—3-Р (СТЭМ-2—1-Р) мощностью от 15 до 200 (от 10 до 30) кВА. Предприятие производит и трехфазные (однофазные) электромеханические стабилизаторы без изоли-

рующего трансформатора (обеспечивающие стабилизацию фазного напряжения) СТЭМ-2—3-А (СТЭМ-2—1-А) мощностью от 15 до 1000 (от 10 до 30) кВА.

Компания разработала также дискретный стабилизатор СДТ-25/3-У3, оснащенный современной тиристорной системой управления, совмещенной с фильтром сетевых помех. Специальный алгоритм его работы исключает эффект автовозбуждения и обеспечивает «мягкое» переключение ключей. Устройство сохраняет номинальную мощность (25 кВА) во всем диапазоне входного линейного напряжения (от 305 до 438 В).

Стабилизация выходного напряжения осуществляется по действующему значению с точностью 2% в рабочем диапазоне 372—388 В. По сравнению с аналогами уникальным параметром является время реакции на изменение входного сигнала (время восстановления выходного напряжения при сбросе/наборе нагрузки — от 0 до 100%), составляющее всего 0,03 с.

При отклонении входного напряжения за пределы регулирования стабилизатор осуществляет автоматическое отключение нагрузки, а при его возвращении в рабочий диапазон вновь ее подключает. Предельные значения входного и выходного линейного напряжения для СДТ-25/3-У3 равны соответственно 282—468 и 342—418 В. Если выходное напряжение превышает допустимое значение, устройство понижает его до минимального.

Кроме того, стабилизатор не вносит нелинейных искажений, подавляет электромагнитные помехи и уменьшает высшие гармонические составляющие. Он оснащен системой защиты от перегрузок и коротких замыканий и имеет режим «обходной путь». В качестве дополнительной опции для предохранения от грозовых и коммутационных всплесков СДТ-25/3-У3 может комплектоваться ограничителем перенапряжений.

Мощность выпускаемых трехфазных (однофазных) моделей серии СДТ составляет 10—200 (10—30) кВА. Все стабилизаторы данной серии могут работать в системе автоматизированного энергоснабжения с дистанционным управлением.

Многотарифные речные счетчики

На стенде московского представительства завода электронных счетчиков «Энергомера» (Ставрополь) в качестве новинки года были представлены **многотарифные трехфазные счетчики электроэнергии в компактном речном исполнении СЕ301 и СЕ303 (тип корпуса R31)**. Прибор СЕ301 класса точности 0,5S предназначен для измерения и учета активной энергии в одном или двух направлениях. Он может использоваться на розничном рынке электроэнергии, предприятиях коммунальной энергетики, в мелкомоторном и бытовом секторе и на объектах социального назначения.

Устройство СЕ303 (класс точности 0,5S/0,5) кроме активной электроэнергии измеряет и реактивную, а также определяет активную, реактивную и полную мощность, среднеквадратичное напряжение и силу тока по трем



Многотарифный счетчик в реечном исполнении, выпускаемый заводом «Энергомера»

фазам и коэффициент мощности. Благодаря этому счетчик может применяться на энергоснабжающих и промышленных предприятиях.

Оба прибора имеют ИК-порт IrDa 1.0, оптический (оптопорт) и цифровой интерфейс RS-485 и могут осуществлять удаленный сбор и передачу данных в автоматизированную систему контроля и учета. Предприятием выпускаются модификации с PLC- и радиомодемом. К особенностям счетчиков относится наличие электронной пломбы, сигнализации превышения лимитов и реле управления нагрузкой, а также системы защиты от несанкционированного доступа к данным и программам, содержащимся в памяти.

Отличаются устройства и малым собственным энергопотреблением. Так, полная потребляемая мощность параллельной (последовательной) цепи составляет не более 9 (0,1) ВА. Приборы обеспечивают учет и индикацию количества потребленной и отпущенной электроэнергии не только на конец суток (месяца), но и за 45 (13) предыдущих суток (месяцев). Причем эта информация выводится как отдельно по четырем тарифам, так и суммарно нарастающим итогом.

Индицируются раздельно по четырем тарифам и максимальные значения мощности, усредненные за трех- или 30-минутный интервал, текущий месяц и за 12 прошедших. Кроме того, счетчики формируют усредненные на заданном интервале времени (от 1 до 60 мин.) графики потребления электроэнергии. Максимальное время хранения (так называемая глубина хранения) получасовых профилей нагрузок составляет 60 суток.

Размеры трехфазных многотарифных реечных счетчиков — 143×110×72 мм, межповерочный интервал — 16 лет, наработка на отказ — 160 тыс. часов. Стоят новые модели CE301 и CE303 соответственно 2900 и 3700 руб.

Александр ПУХОВСКИЙ



СПРАВОЧНИК ЭЛЕКТРИКА

М.: Изд-во «КОЛОС», 2007. — 464 с.

За последние годы отечественной промышленностью выпущено большое число различных видов нового электрооборудования с применением автоматики на основе микропроцессорной техники. Заметно выросло количество импортного электрооборудования, в том числе и изготовленного на совместных предприятиях в России. В то же время на промышленных предприятиях и, особенно, в сельском хозяйстве эксплуатируется значительное количество как морально устаревшего, так и изношенного электрооборудования, отработавшего свой нормативный срок службы.

В этой связи издание справочной литературы по действующему и новому электрооборудованию является актуальной задачей. Настоящая книга в значительной степени учитывает запросы специалистов, занимающихся эксплуатацией электрических сетей промышленных предприятий, сельскохозяйственных объектов, жилых и общественных зданий. Она представляет собой новое издание, выпущенной издательством «Колос» в 2004 году Справочной книги электрика, существенно доработанной и дополненной в соответствии с пожеланиями и рекомендациями читателей.

Среди авторов справочника: Киреева Э. А., Харитон А. Г. и Чохонелидзе А. Н. — члены редколлегии журнала «Главный энергетик». Справочник состоит из двух разделов.

В первом разделе содержатся общетехнические сведения и справочные материалы по электрооборудованию напряжением до и выше 1 кВ: силовым трансформаторам, КТП и КРУ, высоковольтным выключателям, плавким предохранителям, конденсаторным установкам для компенсации реактивной мощности, счетчикам электроэнергии, автоматическим выключателям, контакторам, магнитным пускателям, вакуумным дугогасительным камерам, кабельным и воздушным линиям, электродвигателям. В этот раздел включены также сведения по современным диагностическим средствам для электрооборудования и освещению

производственных помещений. Новый для справочника материал содержится в главе «Шинопроводы в системах электроснабжения предприятий, зданий и сооружений».

Во втором разделе помещены таблицы физических величин, единиц и констант, обозначений электрических схем, необходимые для работы каждому электрику сведения об электрических материалах и электрических измерениях, температурных режимах работы и степенях защиты электрооборудования, режимах работы нейтрали. Здесь же приведены примеры расчета сечений проводов и жил кабелей до и выше 1 кВ, рекомендации по выбору плавких предохранителей и автоматических выключателей, сечений проводов и жил кабелей.

В книге 464 стр., выпущена она в твердом переплете. Приобрести ее можно по адресу:

107996, Москва, Садовая-Спаская, 18, Издательство «Колос», тел. 607-22-95,

тел/факс отдела реализации: 975-55-27, 607-19-45.

E-mail: koloc1918@mail.ru

ОАО «Центрэлектроремонт» предлагает справочники

1. Двигатели асинхронные трехфазные напряжением до 660 В с обмоткой статора из круглого провода. Объем — 340 с. формата А4.

2. Двигатели (генераторы) трехфазные напряжением до 660 В. с обмоткой статора из прямоугольного провода. Объем — 160 с.

3. Двигатели (генераторы) постоянного тока напряжением до 460 В с обмоткой якоря из круглого провода. Объем — 478 с.

4. Роторы фазные с волновой стержневой обмоткой. Обмоточные данные, схемы, цена ремонта. Объем — 112 с.

5. Роторы синхронные с явновыраженными полюсами. Обмоточные данные, материалы, трудоемкость и цена ремонта. Объем — 90 с.

Справки по тел.: (499) 264-85-20.

РОЩИН В.А.

СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Производственно-практическое пособие. — 3-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2007—112 с.



В пособии рассмотрены различные схемы включения счетчиков электрической энергии, применяемых на энергообъектах. Показаны примеры негативных последствий от неправильного подключения счетчиков. Приведены результаты экспериментального определения погрешностей счетчиков и трансформаторов тока. Даны практические рекомендации по проверке схем подключения счетчиков, по порядку их замены и др.

Для специалистов метрологических служб, энергетических предприятий, энергообслуживающих организаций. Может быть рекомендовано специалистам Госстандарта (Ростехрегулирования) России, инспекторам по энергетическому надзору, ответственным за электрохозяйство потребителей электроэнергии.

ОСИКА Л. К.

ОПЕРАТОРЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Производственно-практическое пособие. М.: ЭНАС, 2007. — 192 с.



В книге рассмотрены возможности организации бизнеса в сфере коммерческого учета электроэнергии на современном этапе рыночных преобразований в отечественной энергетике. Проведен анализ законодательной базы и практики регулирования рыночных отношений в сфере коммерческого учета. Исследован предмет бизнеса операторов коммерческого учета (ОКУ) с точки зрения его эффективности и востребованности рыночным сообществом.

Приведены доступные автору материалы, связанные с деятельностью ОКУ в зарубежных странах, прежде всего, в Великобритании.

Даны примеры развития бизнеса российских ОКУ в регионах и в общенациональном масштабе.

Для специалистов в области коммерческого учета электроэнергии, менеджеров электросетевых и энергосбытовых компаний, потребителей электроэнергии, ОКУ.

Может быть полезна студентам и аспирантам энергетических и экономических специальностей вузов.

Отдел реализации:

Тел./факс: (495) 913-66-20 (21)

115114, Москва, Дербеневская набережная, 11.

E-mail: adres@enas.ru, www.enas.ru

Склад-магазин:

115201, Москва, Каширский проезд, 9, стр. 1.

Метро «Варшавская».

Тел. 8-499-610-0910.



Номер госрегистрации: В9301966
Акт № 50
Дата принятия: 15.10.96 г.
Комитет по муниципальному хозяйству.
Рекомендация.

Утверждены
Приказом Комитета
Российской Федерации
по муниципальному хозяйству
от 15.10.93 № 50

(Продолжение, начало в №№10, 11, 12 (2007), 1 (2008))

Часть I

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО НОРМИРОВАНИЮ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОТНИКОВ ЖИЛИЩНОГО, ВОДОПРОВОДНО-КАНАЛИЗАЦИОННОГО И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВ

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

РАЗДЕЛ III

НОРМАТИВЫ ЧИСЛЕННОСТИ РУКОВОДИТЕЛЕЙ, СПЕЦИАЛИСТОВ, СЛУЖАЩИХ И РАБОЧИХ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

3.2.3. Мазутное хозяйство

Примерный перечень работ

Слив и перекачка нефти и мазута из цистерн и барж. Подогрев жидкого топлива при сливе и подаче его к месту хранения для потребления. Продувка нефтемагистралей. Прием нефти и других нефтепродуктов в разные хранилища. Расстановка вагонов, цистерн под сливноналивные стояки железнодорожной эстакады. Доводка и опускание шлангов сливноналивных стояков в люки. Открытие и закрытие задвижек на стояках. Зачистка вагонов-цистерн от остатков продуктов. Подогрев цистерн и коммуникаций. Учет поступления сливаемых и наливаемых продуктов.

Обслуживание насосных установок по перекачке нефти, мазута и других вязких жидкостей. Регулирование подачи нефти и других перекачиваемых жидкостей. Пуск и остановка двигателей и насосов. Поддержание заданного давления перекачиваемых жидкостей, контроль бесперебойной работы насосов, двигателей и арматуры обслуживаемого участка трубопроводов. Выявление и устранение недостатков в работе оборудования установок. Ведение технического учета и отчетности о работе установок. Выполнение текущего ремонта насосного оборудования.

Примерный перечень профессий

Сливщик-разливщик, машинист насосных установок.

Таблица 13

Количество поступающего мазута в год, тыс. т	Норматив численности рабочих в смену, чел.
До 300	1
Свыше 300 до 600	2
Свыше 600 до 1000	3

3.2.4. Насосные установки

Примерный перечень работ

Обслуживание насосных установок, оборудованных поршневыми и центробежными насосами по подаче воды. Пуск и остановка двигателей и насосов. Поддержание заданного давления воды, контроль бесперебойной работы насосов, двигателей и арматуры обслуживаемого участка трубопроводов. Выявление и устранение недостатков в работе оборудования установок. Ведение технического учета и отчетности о работе установок. Выполнение текущего ремонта насосного оборудования и участия в капитальном ремонте. Уборка рабочего места.

Профессия: машинист насосных установок.

Норматив численности — 1 чел. в смену на 10 насосов.

Примечание. Приведенный норматив численности не устанавливается на насосы, обслуживание которых входит в обязанности других профессий (оператор котельной, сливщик-разливщик).

3.2.5. Установки химводоочистки

Примерный перечень работ

Ведение процесса химической очистки воды: хлорирование, обессоливание, обескремнивание, натрийкатионирование, известкование и др. Ведение процесса глубокого обессоливания воды методом ионообмена на катионитовых и анионитовых фильтрах и на ионитовых адсорбционных колоннах. Регенерация натрийкатионированных фильтров. Ведение процесса очистки воды от солей на одноступенчатых ионообменных фильтрах. Подготовка сырья, дробление, просев ионообменных смол, осветление и подогрев воды, приготовление растворов заданных концентраций.

Регенерация катионитовых, анионитовых установок растворами кислот, солей, щелочей. Регулирование параметров технологического режима, предусмотренных регламентом: температуры, давления, концентрации регенерирующих растворов по показаниям контрольно-измерительных приборов и результатам химических анализов. Проведение химических анализов конденсата, пара, питательной и топливной воды. Определение процентного содержания вещества в анализируемых материалах различными методами. Определение вязкости, растворимости, удельного веса материалов и веществ, упругости паров. Наладка лабораторного оборудования. Оформление и расчет результатов анализов.

Пуск и остановка обслуживаемого оборудования. Выявление и устранение неисправностей в работе оборудования и коммуникаций. Своевременная очистка и промывка аппаратов и смазывание частей всех механизмов. Изменение всего режима химводоочистки при изменении качества поступающей воды. Запись показателей процесса химводоочистки в производственном журнале.

Примерный перечень профессий

Аппаратчик химводоочистки, лаборант химического анализа.

Таблица 14

Количество установок химводоочистки в работе	Нормативы численности рабочих в смену, чел. при количестве проводимых анализов в смену		
	До 50	Свыше 50 до 100	Свыше 100 до 150
1	0,5—1	1—1,5	1,5—2
2	1—1,5	1,5—2,5	2,5—3

Примечания. 1. Нормативами численности предусмотрены приготовление и загрузка химических реагентов до 3 т.

2. Норматив численности увеличивается на одного человека в смену на каждые последующие 3 т расхода реагентов в смену.

3.2.6. Транспортирование угля

Примерный перечень работ

1) При подаче угля ленточными конвейерами (транспортерами).

Осмотр состояния приводов транспортных лент и дробилок. Пуск и остановка механизмов углеподачи (дробилок, транспортеров, элеваторов) и наблюдение за их работой. Регулирование отсекателей поступления угля в бункеры котлов. Устранение неисправностей в работе механизмов. Устранение заторов и перегрузки механизмов. Чистка и смазка механизмов углеподачи. Уборка зоны обслуживания.

2) При подаче угля бадьями или вагонетками с помощью тельфера.

Перемещение бадей или вагонеток лебедками, тельферами или вручную под погрузку угля. Подача груженых бадей или вагонеток к подъемникам и наблюдение за их подъемом в надбункерную галерею. Подача груженых бадей или вагонеток тельфером к бункерам котлов и разгрузка угля.

3) При транспортировке угля вручную.

Погрузка угля лопатами в опрокидные вагонетки или тачки. Перемещение груженых вагонеток от места складирования в рабочую зону.

Перемещение порожних вагонеток или тачек к месту погрузки.

Примерный перечень профессий

Транспортировщик, лебедчик, машинист крана (крановщик).

Таблица 15

Вид транспортировки угля	Нормативная численность рабочих на 10 т расхода твердого топлива, чел.
Ленточными конвейерами	0,5
Бадьями или вагонетками с помощью тельфера	1
Вручную	1

3.2.7. Трубопроводы, оборудование и сооружения тепловых сетей

Примерный перечень работ

Обход трасс подземных и наземных тепловых сетей. Предупреждение затопления подземных трубопроводов верховыми и грунтовыми водами. Проверка состояния и чистка попутных дренажей, дренажных колодцев, грязевиков, откачка воды из камер и колодцев. Осмотр, обслуживание, текущий и капитальный ремонт трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, отпускных кранов, опор, металлоконструкций, сальниковых компенсаторов и другого оборудования и сооружений тепловых сетей. Проверка камер на загазованность, содержание камер, павильонов и всего оборудования в чистоте, покраска металлоконструкций и внутренней поверхности стен камер и павильонов, маркировка трубопроводов и арматуры. Проверка состояния трубопроводов и оборудования.

Разборка, ремонт, сборка и установка сборных железобетонных конструкций камер, колодцев, каналов и коллекторов. Проведение плановых и аварийных шурфовок тепловых сетей. Гидропневматические промывки, гидравлические и тепловые испытания тепловых сетей. Переключения, остановка, пуск и наладка тепловых сетей, контроль за режимом их работы. Выполнение такелажных работ по перемещению оборудования и узлов на рабочем месте и в рабочей зоне. Ремонт такелажа, спецприспособлений по ремонту пневматического и электрофицированного инструмента, их наладка, испытание и опробование в работе.

Ручная дуговая, газовая сварка деталей, узлов, конструкций и трубопроводов. Наплавка раковин и трещин в деталях, узлах. Предварительный и сопутствующий подогрев при сварке деталей с соблюдением заданного режима.

Покрытие изоляции прямых участков оберточным материалом или рулонированным стеклопластиком, нанесение и разглаживание штукатурного слоя. Монтаж готовых деталей покрытия на прямых участках трубопроводов. Укладка пароизоляционных материалов на стыках. Изготовление изоляционных изделий. Изоляция трубопроводов. Изготовление опорных колец. Установка опорных колец. Обертывание материалами, оклейка и окрашивание изолированной поверхности, очистка изолируемых поверхностей.

Примерный перечень профессий

Слесарь по обслуживанию тепловых сетей, слесарь по ремонту оборудования тепловых сетей, электрогазосварщик, изоляровщик на термоизоляции.

Таблица 16

Объем обслуживания и ремонта трубопроводов, оборудования и сооружений тепловых сетей, в условных единицах	Норматив численности рабочих, чел.
до 5	1
свыше 5 до 15	1-3
свыше 15 до 25	3-5
свыше 25 до 100	5 + 2 чел. на каждые 20 усл. ед.
свыше 100 до 250	13 + 2 чел. на каждые 25 усл. ед.
свыше 250 до 550	24 + 2 чел. на каждые 30 усл. ед.
свыше 550 до 800	43 + 2 чел. на каждые 35 усл. ед.
свыше 800 до 1200	57 + 2 чел. на каждые 40 усл. ед.
свыше 1200 до 1800	77 + 2 чел. на каждые 45 усл. ед.
свыше 1800 до 2500	103 + 2 чел. на каждые 55 усл. ед.
свыше 2500 до 5600	128 + 2 чел. на каждые 60 усл. ед.
свыше 5600	235 + 2 чел. на каждые 100 усл. ед.

Примечания. 1. Для предприятий, расположенных в районах с расчетной температурой наружного воздуха от -30 град. С до 39 град. С, применяется поправочный коэффициент — 1,02, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, — 1,05, в районах Крайнего Севера — 1,07.

2. Порядок определения объема обслуживания и ремонта трубопроводов, оборудования и сооружений, тепловых сетей приведен в Приложении N 1 к данным нормативам.

3. Норматив численности рабочих при показателях объема свыше 25 усл. ед. определяется по следующему примеру: при объеме 500 усл. ед. норматив численности составит —

$$24 + 2 \times (500 - 250) / 30 = 40,6 \text{ или } 41 \text{ чел.}$$

3.2.8. Центральные (групповые) тепловые пункты

Примерный перечень работ

Обеспечение бесперебойной и экономичной работы оборудования центральных и групповых тепловых пунктов с теплоносителем — пар или вода. Поддержание заданной температуры, давление сетевой воды и пара. Контроль за работой подкачивающих, смесительных, конденсатных и др. насосов. Выполнение операции по переключению в схеме теплового пункта. Выявление и устранение неисправностей в работе оборудования. Ликвидация аварийных положений. Ведение оперативной документации. Участие в ремонте обслуживаемого оборудования.

Профессия: оператор теплового пункта.

Таблица 17

Типы центральных (групповых) пунктов	Норматив численности рабочих на один центральный (групповой) тепловой пункт в смену, чел.
1. Неавтоматизированные	1,0
2. Автоматизированные	0,2

3.2.9. Тепловые пункты потребителей тепла

Примерный перечень работ

Обслуживание и наладка оборудования тепловых пунктов и узлов теплоснабжения: с автоматизированными установками горячего водоснабжения; с автоматизированными системами отопления; с неавтоматизированными системами вентиляции; зданий до 10 этажей. Контроль и регулирование количества пара и сетевой воды, подаваемой для подогре-

вателей горячего водоснабжения, калориферов, кондиционеров и для технологических нужд. Контроль за температурой обратной воды. Учет расхода сетевой воды, пара, отпуска тепла потребителям. Контроль за соблюдением потребителями тепла, правил пользования электрической и тепловой энергией.

Профессия: слесарь по обслуживанию тепловых пунктов.

Таблица 18

Расчетная присоединительная тепловая мощность предприятия, Гкал/ч	Норматив численности рабочих в сутки, чел.
до 100	0,7 + 0,006N *
свыше 100 до 250	0,8 + 0,006N
свыше 250 до 500	1,0 + 0,006N
свыше 500 до 750	1,2 + 0,006N
свыше 750 до 1000	1,5 + 0,006N
свыше 1000 до 1500	1,9 + 0,006N
свыше 1500 до 2000	2,4 + 0,006N
свыше 2000 до 2500	2,8 + 0,006N
свыше 2500	3,7 + 0,006N

* N — суммарное количество абонентских тепловых пунктов, ед.

Нормативы численности рабочих по ремонту оборудования котельных и тепловых сетей

3.2.10. Оборудование котельных и тепловых сетей

Примерный перечень работ

Регулирование работы всего оборудования котельных установок. Ремонт и наладка оборудования и ремонтных приспособлений. Разборка, ремонт, сборка, регулировка, испытание сложных узлов, деталей и механизмов основного и вспомогательного оборудования: поверхностей нагрева барабанов котлов, коллекторов, механизмов пылеприготовления и подачи топлива, трубопроводов пара, воды, газа, мазута, арматуры различных параметров, электрических приборов электромагнитных, магнитоэлектрических и электродинамических систем трансформаторов, переключателей, реостатов, постов управления, магнитных пускателей, контактов, теплоизмерительных, электромагнитных, электродинамических счетных, оптико-механических, пирометрических, автоматических, самопишущих и других приборов, аппаратов и аппаратуры, а также применяемых приспособлений механизмов. Очистка наружных и внутренних поверхностей нагрева котлов, топок, газоходов, боровов, электрофильтров и бункеров, воздухоподогревателей, циклонов, экономайзеров, трубных пучков конденсаторов, водопароподогревателей и охладителей, скрубберов, коллекторов, каналов гидрозолоудаления, вращающихся механизмов, золопроводов, турбин экранных пароперегревательных поверхностей нагрева котлов всех типов, парогазовых установок. Обслуживание дробеструйных установок. Продувка и промывка поверхностей нагрева котлов и труб после очистки. Контроль за эффективным действием и своевременным пуском в работу технических средств комплексной очистки. Чистка ячеек, насадок воздушонагревателей. Сортировка огнеупорных изделий. Изоляция котлов, укладка бетонных смесей. Ручная, дуговая, газовая сварка деталей, узлов, конструкций и трубопроводов. Наплавка раковин и трещин в деталях, узлах. Ручная дуговая кислородная резка. Обслуживание силовых и осветительных электроустановок. Выполнение оперативных переключений в электросетях с ревизией трансформаторов, выключателей, разъединителей и приводов к ним. Регулирование нагрузки электрооборудования. Определение причин неисправности и устранение простых повреждений в силовой и осветительной сети, пускорегулирующей аппаратуре и электродвигателях. Разделка, сращивание, изоляция и пайка проводов. Проверка и измерение сопротивления изоляции обмоток трансформаторов, выводов и вводов кабелей мегомметром. Размотка, разделка, дозировка, прокладка кабеля, монтаж вводных устройств и соединительных муфт, концевые заделки в кабельных линиях.

Проверка, сборка и устранение дефектов в панелях релейной защиты, в электрической схеме. Испытание электродвигателей, электроаппаратов и трансформаторов различных мощностей после ремонта. Составление и монтаж схем для проверки устройств тепловой автоматики. Термообработка деталей с последующей доводкой их. Слесарная обработка

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

деталей. Окраска приборов. Пересчет электрических приборов на другие пределы измерения. Регулировка и проверка всех видов тепловых и электрических контрольно-измерительных приборов, авторегуляторов и автоматов питания.

Гидравлические испытания котлоагрегата. Выполнение такелажных работ по перемещению, сборке, разборке и установке узлов, деталей и элементов оборудования. Испытание такелажного оборудования и оснастки.

Примерный перечень профессий

Слесарь по ремонту оборудования котельных и пылеприготовительных цехов, электрогазосварщик, электросварщик ручной сварки, электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования, слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике, котлочист, огнеупорщик.

Котлы

Таблица 19

Наименование, тип котлов	Нормативная численность рабочих на единицу оборудования в сутки, чел.
1. Котлы паровые вертикально-водотрубные на давление 1,4 МПа, паропроизводительность, т/с	
1	0,1
2,5	0,3
4,0	0,4
6,5	0,5
10	0,6
20	0,7
25	0,8
50	1,0
2. Котлы паровые вертикально-водотрубные на давление 3,9 МПа, паропроизводительность, т/с	
20	1,0
35	1,6
50	1,8
75	2,3
100	2,8
160 и более	3,3
3. Котлы водогрейные, теплопроизводительностью, МВт (Гкал/ч)	
3,9 (4) – 8,0 (6,5)	0,3
11,6 (10)	0,5
23,3 (20)	0,7
35 (30)	0,8
58 (50)	1,2
116 (100)	1,8
4. Котлоагрегаты автоматизированные отопительные, чугунные с тягодутьевым устройством и автоматикой с поверхностью нагрева 23-40 кв.м	0,2
5. Котлы вертикально-цилиндрические, паропроизводительностью, т/ч	
0,5	0,03

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

0,8	0,04
1,0	0,05
6. Котлы отопительные, чугунные и стальные с поверхностью нагрева, кв. м	
До 25	0,07
34	0,09
46	0,10
55	0,13
100	0,18

Примечание. Для котлов давлением 3,9 МПа нормативы численности установлены с учетом пароперегревателя, водяного экономайзера и воздухонагревателя, для остальных котлов эти элементы нормируются отдельно.

Котельно-вспомогательное оборудование

Таблица 20

Наименование оборудования	Норматив численности рабочих на единицу оборудования в сутки, чел.
1	2
1. Топочные устройства	
Топки полумеханические с забрасывателями и решеткой с поворотными колосниками активной площадью, кв. м:	
2,7	0,04
3,8	0,05
6,3	0,07
Топки механические с цепной решеткой прямого хода активной площадью 14,8-19,3 кв. м	
	0,25
Топки механические с чешуйчатой решеткой обратного хода активной площадью, кв.м:	
9,1-13,4	0,2
15,4-19,9	0,3
Топки механические с ленточной решеткой обратного хода активной площадью 6,4-9,1 кв. м	
	0,1
Топки механические с ленточной моноблочной решеткой обратного хода активной площадью, кв. м	
3,3	0,06
4,4	0,08
6,4	0,10
2. Оборудование пылеприготовления и топливоподачи	
Дробилки молотковые, однороторные производительностью, т/ч:	
Свыше 8 до 15	0,05
Свыше 15 до 67	0,08
Свыше 67	0,13
Дробилки одновалковые, производительностью, т/ч:	

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

12	0,06
30	0,09
Дробилки двухвалковые, забчатые, производительностью, т/ч:	
До 20	0,04
Свыше 20 до 100	0,10
Свыше 100	0,13
Мельницы молотковые, производительностью, т/ч:	
До 10	0,10
Свыше 10	0,18
Мельницы валковые, производительностью, т/ч:	
4,5-6,5	0,10
11,5-16	0,15
Мельницы шаровые барабанные, номинальной производительностью, 6-25 т/с	
Циклоны батарейные и жалюзийные	0,02
Сепараторы пыли центробежные	0,01
Шнековые питатели угольной пыли	0,08
Лопастные питатели угольной пыли, дисковые, скребковые, ленточные питатели сырого угля, ленточные конвейеры	0,02
Элеваторы цепные с цепью длиной 25 м при ширине ковша, мм:	
350	0,05
450	0,07
Сбрасыватели плужковые односторонние	
Сепараторы магнитные	0,04
Вагонетки узкоколейные вместимостью до 1,5 куб. м	0,01
Узкоколейный путь на 1000 м	0,006
Поворотные круги	0,001
Лебедки скреперные с электроприводом грузоподъемностью, т:	
1-2	0,02
3-5	0,03
Горелки пылеугольные	
Устройства запально-защитные	0,01
Устройства автоматического и дистанционного розжига горелок	0,02
3. Оборудование золоулавливания и шлакоулавливания	
Циклоны батарейные и жалюзийные, центробежные скрубберы	0,04
Аппараты золосмывные	0,02
Винтовые конвейеры для непрерывного механизированного удаления шлака из-под котлов	0,20

ICEF



INTERNATIONAL CONGRESS AND EXHIBITION - FAIR
GREAT RIVERS

10-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

ВЕЛИКИЕ РЕКИ

РОССИЯ, НИЖНИЙ НОВГОРОД, 20-23 МАЯ 2008

Russia, Nizhny Novgorod, May 20-23 2008

КОНГРЕСС:

"УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ
БАССЕЙНОВ ВЕЛИКИХ РЕК: МЕЖДУНАРОДНОЕ
И МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО"



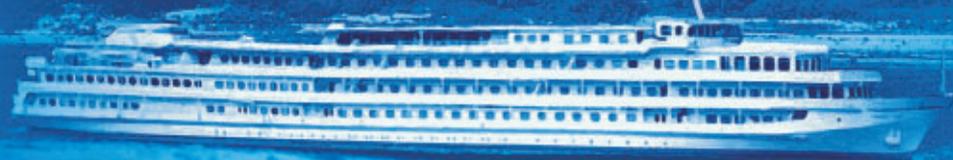
Присужден
в 2003 году



Присужден
в 2000 году

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ВЫСТАВКИ

- 10-я ВЫСТАВКА "ВЕЛИКИЕ РЕКИ РОССИИ" (федеральные и региональные научно-промышленные экспозиции)
- 10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА "ЧИСТАЯ ВОДА. ТЕХНОЛОГИИ. ОБОРУДОВАНИЕ"
- 10-я ВЫСТАВКА "ЭНЕРГЕТИКА. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЭНЕРГО- И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ"
- 16-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА "РЕКА"
- 9-я ВЫСТАВКА "ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЯ ДЛЯ ЧЕЛОВЕКА И РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ"



О Р Г А Н И З А Т О Р Ы

ЮНЕСКО, Всемирная Метеорологическая Организация, Министерство природных ресурсов РФ, Министерство промышленности и энергетики РФ, Министерство транспорта РФ, Министерство регионального развития РФ, Федеральное агентство водных ресурсов РФ, Федеральное агентство морского и речного транспорта РФ, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, Росгидромет, Роскартография, Федеральная служба по надзору в сфере природопользования, Федеральное агентство по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству РФ, Росгидромет, Роскартография, Правительство Нижегородской области, Университет ООН, Институт окружающей среды и безопасности человека ООН, Международный институт океана, Международный социально-экологический союз, Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет и Всероссийское ЗАО "Нижегородская ярмарка".

При поддержке:

Полномочного представителя Президента РФ в Приволжском федеральном округе, Совета Федерации и Государственной Думы Федерального Собрания РФ.

Контакты, телефоны, факсы конгресса
+007 (831) 430-19-36
E-mail: kosse@nngasu.ru
Тел./факс +007 (831) 277-53-71, 277-55-90

Контакты, телефоны, факсы выставки
+007 (831) 277-54-14, 277-55-95, 277-56-90, 277-54-87
E-mail: icef@yarmarka.ru
Факс: +007 (831) 277-55-68, 277-54-87

РАСЦЕНКИ НА РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМЫ В ЖУРНАЛАХ НП ИД «ПАНОРАМА»

Формат	Размеры, мм	Стоимость, цвет	Стоимость, ч/б
2-я обложка	205 x 285 – обрезной 210 x 295 – дообрезной	35 000	—
3-я обложка		30 000	—
4-я обложка		40 000	—
Полоса		24 000	12 000
1/2	102 x 285 / 205 x 142	14 000	7 000
1/3	68 x 285 / 205 x 95	9 500	4 700
1/4	102 x 142 / 205 x 71	7 000	3 600
1/8	51 x 142 / 102 x 71	3 600	1 800
1/16	51 x 71	1 700	800

Все цены указаны в рублях, НДС не облагается (упрощенная система налогообложения).

Стоимость рекламной статьи — 1 полоса (~3500 знаков) – 6 тыс. рублей.

СКИДКИ:

- за кратность публикаций — 2—3 (5%), 4—6 (10%), 7—9 (15%), 10 и более (20%).

УСЛОВИЯ ОПЛАТЫ И РАЗМЕЩЕНИЯ

- предоплата — 100%;
- макет должен соответствовать техническим требованиям, применяемым для публикации материалов в журналах ИД «Панорама».

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ

Текст статей в формате rtf или doc. Без форматирования (в одну колонку, одним шрифтом, без отступов, без рисунков). Таблицы, подписи к рисункам после текста статьи или отдельным файлом.

Фотографии в формате tiff, с разрешением не менее 300 dpi, или файлы с расширением jpg и gif.

Рисунки в Corel Draw (версии с 8 и выше) или Illustrator (версии 8 и выше) (текст в кривых). В крайнем случае допускаются рисунки, выполненные в WORD.