

# **ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК**

**ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ**



**МАЙ  
2004**

## СОДЕРЖАНИЕ

<u>НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ</u>	<b>4</b>
<u>ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ</u>	<b>14</b>
– ЭНЕРГОРЕСУРСЫ – ЛИМИТ ИСЧЕРПАН	14
<u>ТЕМА НОМЕРА: РЕФОРМА ЭНЕРГЕТИКИ</u>	<b>18</b>
– КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ ДЕПАРТАМЕНТА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	18
– ЗАЩИТА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ	23
<u>ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО</u>	<b>28</b>
– ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ	28
– НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ КАБЕЛИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ	30
– ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ. НАЧАЛО В №3)	37
<u>ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ</u>	<b>48</b>
– ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ПОЛА И СТЕН ИЗОЛИРУЮЩИХ (НЕПРОВОДЯЩИХ) ПОМЕЩЕНИЙ	48
– ИНФРАКРАСНЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО СЕКТОРА	53
– ПРИМЕНЕНИЕ ПЛАСТИНЧАТЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ	58
– МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА УТЕЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	60
С ПОМОЩЬЮ ПРИБОРОВ НПА «ТЕХНО-АС»	60
– СОВРЕМЕННАЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ	62

## ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК № 5/2004

<b>ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ</b>	<b>65</b>
– ОСОБЕННОСТИ РЫНКА КОМПРЕССОРНОЙ ТЕХНИКИ В РОССИИ	65
– РАСЧЕТ ВОЗДУШНЫХ ЗАВЕС	67
<b>ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ</b>	<b>72</b>
– СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО ЭНЕРГОАУДИТА	72
<b>ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ</b>	<b>83</b>
– РАБОТА С УСТРОЙСТВОМ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОЖАРА ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ИСКРЕНИЯ В ЭЛЕКТРОСЕТИ ИЛИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКЕ	83
<b>СТРАНИЦА ГОСЭНЕРГОНАДЗОРА</b>	<b>88</b>
– ЭНЕРГОНАДЗОР ПОЛУЧИЛ ВОЗМОЖНОСТЬ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НАРУШИТЕЛЕЙ	88
– СХЕМА ПРИВЛЕЧЕНИЯ К АДМИНИСТРАТИВНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ОРГАНАМИ ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО НАДЗОРА	91
– МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ДОПУСКУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК	92
<b>НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ</b>	<b>95</b>
– ПОСТАНОВЛЕНИЕ «О ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЯХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ НА 2004 ГОД»	95
<b>КРОССВОРД</b>	<b>112</b>

## ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ИНФЛЯЦИИ В 2005–2007 ГОДАХ МИНЭКОНОМРАЗВИТИЯ ПРЕДЛАГАЕТ ОГРАНИЧИТЬ ТЕМПЫ ПРИРОСТА ТАРИФОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ДЛЯ КОНЕЧНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРОЕКТИРУЕМЫМ УРОВНЕМ ИНФЛЯЦИИ

Глава Минэкономразвития Герман Греф сказал, что предельный рост цен на электроэнергию в 2005 году составит 10%. Инфляцию на 2005 год Минэкономразвития прогнозирует на уровне 6,5–8,5%, на 2006 год – 5,5–7,5%, 2007 год – 4,6%.

В период 2005–2007 годов продолжится поэтапное формирование конкурентных рынков электроэнергии, и только после этого – либерализация тарифов на электроэнергию. В условиях наличия конкурентной среды она позволит ограничить резкий рост цен.

Основой конкурентного рынка станет сочетание организованной (биржевой) торговли электроэнергией с системой двусторонних догово-

ров. Это система предоставит участникам рынка право на самостоятельное формирование хозяйственных связей.

В прогнозируемом периоде при регулировании тарифов будут учитываться задачи, стоящие перед новыми организационными структурами, сформированными на первом этапе реформирования электроэнергетики. Для РАО «ЕЭС России» – это обеспечение максимальной эффективности инвестиций в недостроенные объекты капитального строительства при существенном ограничении темпов роста собственных расходов; для ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС» – обеспечение максимальной эффективности инвестиций и бесперебойного

функционирования единой энергосети; для ОАО «Системный оператор ЦДУ ЕЭС» – совершенствование системы автоматизации управления, учета электронной системы управления ЕЭС; для концерна «Росэнергоатом» – адаптация действующих принципов ценообразования и существующей программы развития в атомной энергетике рыночным механизмам функционирования отрасли. АО-энерго и остальным субъектам энергетики необходимо реализовать процесс организационно-структурного разделения видов деятельности (генерация, транспорт, сбыт) и образование новых субъектов – участников формирующегося конкурентного рынка.

## В УФО ПРИРОСТ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ СОСТАВИЛ 9,1%

В среднем по стране в 2004 году прирост тарифов на электроэнергию к уровню предыдущего года составил 12,2%. Об этом сообщили в пресс-службе Уральской энергетической управляющей компании.

В Уральском федеральном округе этот показатель ниже среднего – 9,1%, а в трех субъектах Федерации (ХМАО, ЯНАО, Тюменской области), поставщиком электроэнергии для которых является ОАО «Тюменьэнерго», годовой прирост тарифов к уровню предыдущего года составил всего 3%. Это самый низкий показатель роста среди АО-энерго России, в которых в текущем году были под-

няты тарифы. К примеру, в соседней Томской области их рост составил 12%, в Челябинской – 17, в Свердловской – 21%.

Новые тарифы на электроэнергию для ОАО «Тюменьэнерго», утвержденные РЭК Тюменской области, вступили в силу с 1 апреля 2004 года. Для населения рост тарифов незначительный – оно станет платить за электричество всего на две копейки больше. «Мы постарались сделать наши тарифы приемлемыми не только для промышленных потребителей, но и социально ориентированными на население области», – отметил генеральный директор ОАО «УЭУК» Алексей Бобров.



## РАО «ЕЭС РОССИИ» ПРЕДЛОЖИЛО НОВЫЙ ВАРИАНТ МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ПРИ СОУЧРЕЖДЕНИИ ТГК НЕСКОЛЬКИМИ АО-ЭНЕРГО, СВЯЗАННЫЙ С АРЕНДОЙ ИМУЩЕСТВА

Правление РАО «ЕЭС России» предложило новый, связанный с арендой имущества вариант минимизации рисков создания территориальных генерирующих компаний (ТГК) путем соучреждения несколькими АО-энерго. Об этом сказал один из участников заседания Комитета по стратегии и реформированию при совете директоров РАО «ЕЭС России» по итогам рассмотрения схемы и механизмов минимизации рисков создания ТГК путем соучреждения.

Вариант предусматривает, что на первоначальном этапе ТГК соучреждаются АО-энерго, или РАО «ЕЭС России» с «маленьким» уставным капиталом. ТГК не владеет имуществом, а арендуют его. Переданное АО-энерго в управление ТГК имущество находится в собственности энергокомпании. После реорганизации АО-энерго из них выделяются генерирующие активы в региональные генерирующие компании (РГК), которые в перспективе будут присоединены к ТГК, и, таким образом, акционеры АО-энерго станут акционерами ТГК (крупной единой операционной компании). У этих компаний уже будет опыт работы, кредитная история.

Принцип соучреждения первоначально был предложен миноритарными акционерами РАО как альтернативный базовому варианту. Вариант создания ТГК путем соучреждения предполагал ее формирование, как крупной операционной компании, уже на первом этапе реформирования АО-

энерго. ТГК соучреждается несколькими АО-энерго путем внесения их генерирующих активов в уставный капитал вновь учрежденной компании. Таким образом, создается возможность уже на раннем этапе сформировать крупную операционную компанию, акционерами которой являются учредившие ее АО-энерго.

В ходе дальнейшего процесса разделения АО-энерго по видам деятельности, в порядке, предусмотренном стратегией РАО «ЕЭС России» «5+5», из АО-энерго выделяется холдинговая компания – держатель пакета акций ТГК с «зеркальной» структурой собственности АО-энерго. В этих условиях гарантируется право акционеров (как РАО «ЕЭС», так и АО-энерго) получить пропорциональную долю в ТГК путем прекращения существования холдинговой компании (ликвидации либо присоединения к ТГК), а затем пропорциональных обменов акций РАО «ЕЭС России» и АО-энерго на акции ТГК.

Ранее РАО считало, что в результате реализации проекта соучреждения ТГК достигаются создание крупных операционных генерирующих компаний на первом этапе реформирования АО-энерго; увеличение рыночной стоимости холдинга РАО «ЕЭС России» и компаний, создаваемых в ходе реструктуризации, соблюдение прав и законных интересов акционеров, справедливых принципов проведения преобразований; создание системы контроля со стороны

акционеров за ходом преобразований, участие акционеров в системе принятия решений по вопросам, касающимся защиты их интересов и прав; сокращение сроков реформирования и снижение риска блокирования миноритарными акционерами мероприятий по реформированию энергокомпаний, в процессе соучреждения и после юридического оформления – сохранение контроля над деятельностью ТГК посредством большинства в советах директоров АО-энерго.

Осенью прошлого года правление РАО «ЕЭС России» предложило совету директоров компании укрупнить территориальные генерирующие компании до 14.

Первую ТГК общей установленной мощностью 6,06 тыс. МВт планируется создать на базе Колэнерго, Карелэнерго и Ленэнерго.

Вторую ТГК мощностью 2,459 тыс. МВт – на базе Тверьэнерго, Новгородэнерго, Псковэнерго, Костромаэнерго, Вологдаэнерго, Архангелэнерго и Яранэнерго.

Третью ТГК мощностью 10,578 тыс. МВт – на базе генерирующих активов Мосэнерго.

Четвертую ТГК мощностью 3,459 тыс. МВт – Брянскэнерго, Калугаэнерго, Орелэнерго, Тулаэнерго, Курскэнерго, Липецкэнерго, Воронежэнерго, Рязаньэнерго, Тамбовэнерго, Белгородэнерго и Смоленскэнерго.

Пятую ТГК мощностью 2,473 тыс. МВт – Мариэнерго.

го, Чувашиэнерго, Кировэнерго и Удмуртэнерго.

Шестую ТГК мощностью 3,125 тыс. МВт – Ивэнерго, Владимирэнерго, Пензаэнерго, Нижновэнерго и Мордовэнерго.

Седьмую ТГК мощностью 6,823 тыс. МВт – Саратовэнерго, Ульяновскэнерго, Оренбургэнерго, Самараэнерго.

Восьмую ТГК мощностью 3,868 тыс. МВт войдут генери-

рующие активы Волгоградэнерго, Ростовэнерго, Астраханьэнерго, Ставропольэнерго, Кубаньэнерго, а также Каспийской и Махачкалинской ТЭЦ (Дагэнерго).

Девятую ТГК мощностью 3,276 тыс. МВт – Комиэнерго, Свердловскэнерго, Пермьэнерго.

Десятую ТГК мощностью 2,938 тыс. МВт – Челябинскэнерго, Курганэнерго, Тюменьэнерго.

Одиннадцатую ТГК мощностью 4,436 тыс. МВт – Кузбассэнерго-1, Томскэнерго и Омскэнерго.

Двенадцатую ТГК мощностью 3,197 тыс. МВт – Кузбассэнерго-2 и Алтайэнерго.

Тринадцатую ТГК мощностью 2,362 тыс. МВт – Красноярскэнерго, Хакасэнерго и Тываэнерго.

Четырнадцатую ТГК мощностью 646 МВт – Читаэнерго и Бурятэнерго.

## СОЗДАН ТРЕТЕЙСКИЙ СУД, РАЗРЕШАЮЩИЙ СПОРЫ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Создан третейский суд при Некоммерческом партнерстве «Администратор торговой системы», организующем торговлю и финансовые расчеты на оптовом рынке электроэнергии. Соответствующее уведомление, как сообщает пресс-служба «АТС», было подано в Арбитражный суд Москвы во второй половине марта.

«Это решение означает, что в работу включается еще один важный механизм, обеспечивающий функционирование нерегулируемого рынка электроэнергии в России», – отметил председатель правления «АТС» Дмитрий Пономарев.

В Московском арбитраже подтвердили, что для начала работы третейскому суду не надо получать разрешение, а его регистрация происходит в уведомительном порядке. В Московском арбитражном суде напомнили, что аналогичные структуры действуют при Торгово-про-

мышленной палате и РАО «ЕЭС России».

Третейский суд призван разрешать споры между компаниями – участниками рынка электроэнергии. Подобное дело может быть рассмотрено судом, если между сторонами заключено третейское соглашение (третейская оговорка), говорится в сообщении.

Такое соглашение может быть заключено в отношении всех споров, которые возникли или могут возникнуть между сторонами в связи с деятельностью в сфере электроэнергетики.

«Работа третейского суда при «АТС» позволяет сократить сроки рассмотрения дел, упростить порядок судебного разбирательства, создать деловую атмосферу на оптовом рынке электроэнергии», – отмечается в пресс-релизе.

На заседании наблюдательного совета «АТС» 27 февраля 2004 года был утвержден список



третейских судей, в который вошли 47 представителей правовых и коммерческих служб компаний производителей и потребителей электричества. Председателем суда был избран замглавы правления РАО «ЕЭС России» Вячеслав Синюгин.

## ГИДРОСТАНЦИИ ДОРОЖАЮТ

Популярность гидроэнергетики среди инвесторов растет на глазах. С начала года акции ГЭС подорожали на десятки процен-

тов, а рекордсменом стали бумаги Красноярской гидростанции, чьи цены выросли почти вдвое. Эксперты полагают, что

не последнюю роль в этом сыграли владельцы «Русала», давно проявляющие интерес к этому сектору энергетики.

## В ТЮМЕНИ ЗАПУСТИЛИ ПАРОГАЗОВУЮ УСТАНОВКУ

В начале марта в Кремле с участием Президента России состоялось совместное заседание Совета безопасности, Госсовета и Совета по науке и технологиям при Президенте РФ. Разговор шел о самой, быть может, больной теме – выработке национальной инновационной политики. Дельных мыслей по созданию инфраструктуры, где инновации расцвели бы буйным цветом, по совершенствованию законодательной базы, по поддержке перспективных научных центров было высказано великое множество. Остается надеяться, что поручения, данные правительству, тем более что это первые поручения новому кабинету, будут реализованы на благо спасительной для России экономики знаний. Но пока ручеек инноваций мельче, чем, как говорится, кот бы плакал. Символично, однако, что на той же неделе в Тюмени на ТЭЦ-1 после строительства, занявшего 4 года, была запущена в строй новая парогазовая установка ПГУ-220 – редкий пример вложения средств в создание новых наукоемких технологий, причем в стратегически ключевом энергетическом секторе. Неудивительно, что на церемонию открытия прибыли председатель правления РАО «ЕЭС России» Анатолий Чубайс, полномочный представитель Президента РФ в Уральском федеральном округе Петр Латышев, губернатор Тюменской области Сергей Собянин, первый замминистра энергетики РФ Иван Матлашов.

– На две трети ТЭК России зависит от Уральского федерального округа, – сказал Иван Матлашов, политически грамотно поднимая масштаб события с провинциального на национальный уровень. – На ТЭК приходится – 26% внутреннего ва-

лового продукта в России, 57% российского экспорта, свыше 30% налогов в консолидированный бюджет страны и больше 50% собственно в федеральный бюджет.

Энергетическая стратегия России предписывает при строительстве новых и перевооружении старых ТЭЦ делать упор на парогазовые установки. Скучная материя? Но важная. История цивилизации – это бесконечная погоня за все более высоким КПД преобразования одного вида энергии в другой. Россия в тепло- и электроэнергетике пребывает в каменном веке – живет на паросиловых установках, где газ сжигается в котле, разогревая пар, который вращает турбину. КПД нашей энергетики составляет в среднем 36%, но десятая часть станций имеет эффективность 25%, что характерно для 30-х годов прошлого века. «Весь мир отказался от этой неэффективной схемы, – говорит директор Энерготехнического института им. Кржижановского член-корреспондент РАН Эдуард Волков. – Одна Россия, богатая страна, дурака валяет. Газ – очень дорогой и ценный продукт. Парогазовые установки дают возможность сократить потребление газа на 30–40%.»

Забавно, что газовая турбина была изобретена еще до паровой. Патент на газовую турбину получил англичанин Джон Барбер еще в 1791 году, когда Робеспьер, не подозревая о технической революции, рубил монархистам головы. Попытка первого промышленного применения газовой турбины случилась в России, когда в 1900 году инженер Петр Кузычинский попробовал поставить ее на морской крейсер. А в 1976 году на Ленинградском металлическом заводе была

спроектирована самая мощная в мире газовая турбина в 100 Мвт. Но это история. В СССР предпочтение было отдано строительству крупных АЭС, а полностью регулируемые цены на газ позволяли не думать о техническом прогрессе и необходимости снижения удельного расхода топлива. В результате отечественная теплоэнергетика, вплотную подошедшая к созданию собственных парогазовых установок, значительно отстала от развитого мира.

Мир стремительно переходит на парогазовые установки, преимущества которых вытекают из законов термодинамики. В ПГУ энергия газа работает не один раз, как в паросиловой установке, а дважды. Сначала в камере сгорания турбины, а затем во второй турбине, пар для которой генерируется при охлаждении частично отработавших в первом контуре продуктов. В газотурбинном верхнем цикле КПД достигает 38%, в первом добирается еще 20%. Таким образом, общий КПД ПГУ подбирается к 60%, а для паросиловых установок 40% является недостижимой мечтой. Газовые турбины просты и компактны, их удельная стоимость в 2–3 раза дешевле. Неудивительно, что на парогазовые и газотурбинные станции, по словам директора Всероссийского теплотехнического института члена-корреспондента РАН Гургена Ольховского, приходится до 70% вводимых в мире генерирующих мощностей. Только в США ежегодно вводится парогазовых установок на 40–50 млн. кВт. Мощно шагают в этом направлении Китай, Индия, Германия, Англия.

Что же в России? Библией энергетиков всего мира стали работы академика С. Христиа-

новича, который в 1950-е годы рассчитал выгоды парогазового цикла. Но нам от этого знания теплее не стало. Хотя доля природного газа (63%) является доминирующей среди других видов органического топлива, сжигаемого на российских ТЭЦ, у нас имеется одна-единственная парогазовая теплоэлектростанция – введенная три года назад Северо-Западная ТЭЦ в Санкт-Петербурге. Электрическая мощность ПГУ-220 в Тюмени – 640 МВт, тепловая – 1700 гигакалорий.

Пальцев на руке больше, чем подобных примеров. А ведь уровень развития общества определяется уровнем энергопотребления на душу населения. И здесь мы намного уступаем развитым странам. Отставание ширилось: в 1990-е годы мы вводили мощностей в 12 раз меньше, чем в 1970-е годы. В новых экономических условиях пришлось вновь

вспомнить о парогазовой технологии. На Ивановской ГРЭС запущен опытный стенд с отечественной газовой турбиной мощностью в 110 МВт, что лишь в 1,5 раза уступает немецкой турбине на Северо-Западной ТЭЦ, совокупная мощность которой достигает 450 МВт. В столице нашего турбиностроения Санкт-Петербурге концерн «Силловые машины» разрабатывает газотурбинную установку мощностью 180 МВт. «Рыбинские моторы» вместе с украинским НПО «Машпроект» спроектировали ПГУ мощностью 325 МВт. В 2003 году в Белгороде приступили к строительству отечественной газотурбинной ТЭЦ «Луч». По словам начальника Департамента научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» Анатолия Ливинского, парогазовые установки планируются запустить на ТЭЦ в Сочи, Пскове, Иванове. Над газовыми турбинами работают мно-

гие заводы, известные производством авиационных моторов. Для «оборонки» это золотое дно: газотурбинные установки малой мощности популярны на небольших предприятиях.

– Запуск ПГУ в Тюмени – пример сотрудничества между чиновниками и энергетиками для других регионов, – высказал свои соображения полномочный представитель Президента РФ в Уральском федеральном округе Петр Латышев. – Энергетика – главное, что нужно развивать для реализации задач, которые поставил перед нами Президент России, в частности, по удвоению ВВП.

Хорошие слова, верный курс. Но пока Россия по уровню душевого энергопотребления отстает от США в два раза. Хотя и превосходит уровень потребления энергии у древнего кроманьонца в 10 раз.

## РЭКи ЗА НЕЗАВИСИМОСТЬ

Региональные энергетические комиссии (РЭКи) пытаются спешно вмешаться в процесс разделения полномочий по установлению тарифов между федеральными органами. Ассоциация РЭК написала президенту письмо, в котором просит подчинить службу по тарифам при Минэкономразвития непосредственно премьер-министру. Участники рынка по-разному оценивают предложения регуляторов.

Вышедший указ президента о структуре правительства ликвидировал Федеральную энергетическую комиссию (ФЭК), устанавливающую тарифы на электроэнергию, газ, железнодорожные перевозки. Вместо нее была создана Федеральная служба по тарифам (ФСТ), которая подчиняется Минэкономразвития.

Возмущенная этим решением, региональная Ассоциация единых тарифных органов исполнительной власти (бывшая Межрегиональная ассоциация региональных энергетических комиссий) по поручению 65 РЭКов направила письмо лично президенту Владимиру Путину. Комиссии просят переподчинить ФСТ не министру экономического развития Герману Грефу, а непосредственно премьеру Михаилу Фрадкову. Решение о кураторстве Грефа над тарифным органом названо в письме «серьезным просчетом», а также «импровизацией, а не серьезным решением для сфер экономики с суммарным объемом производства на сумму более 2 трлн. руб.» Вместо этого авторы письма предлагают сделать тарифный орган «максимально независи-

мым», в том числе финансово, от правительства, назначать его руководителей «первыми лицами государства по согласованию с органами законодательной власти» и закрепить принцип коллегиальности решений ФСТ, которые можно будет оспорить только через суд.

«Конечно, идеальный вариант – это подчинение тарифного органа президенту, но нас более чем устроило бы и кураторство премьер-министра или первого вице-преьера», – заявила исполнительный директор ассоциации Надежда Цейтлина. По ее словам, «РЭКи ничего не имеют против конкретных чиновников (из ведомства Германа Грефа) – проблема в понижении статуса ФСТ».

Инициатива РЭКов возникла не на пустом месте. Несколько чи-



новников упраздненной ФЭК еще совсем недавно высказывали серьезное недовольство президентским решением. «Тарифный орган должен быть независимым и выстроен по принципу коллегиальности», – говорит один из них. «Мы поддерживаем все требования в этом письме (РЭК)», – добавляет другой. А почетным президентом ассоциации, подписавшим письмо, является бывший до упразднения ФЭК зампредом комиссии Юрий Сахарнов. С ним самим пока связаться не удалось.

Но не все РЭКи разделяют аргументы своих коллег – в трех региональных комиссиях сообщили, что их больше тревожит возможное подчинение самих РЭКов тарифной службе. Положение о ФСТ до сих пор не утверждено, и пояснить, заберет ли служба полномочия РЭКа, федеральные чиновники не могут. Директор по тарифной политике Средневолжской межрегиональной управляющей энергокомпании (СМУЭК) Ольга Серова опасается, что Минэкономразвития или федеральный орган

будет устанавливать тарифы без привязки к особенностям регионов, как это делают РЭКи.

В любом случае, по мнению гендиректора «Ленэнерго» Андрея Лихачева, вопрос о переподчинении тарифной службы надуманный. «Существует американская система, когда тарифный орган совершенно независим, но поскольку в России он встроен в систему органов власти, то совершенно безразлично, кому он подчиняется», – убежден энергетик.

Сейчас РЭКи в большинстве регионов возглавляют вице-губернаторы, и даже формально РЭКи являются отделами региональных администраций, говорит эксперт, близко знакомый с процессами тарифообразования. По его мнению, РЭКи чувствуют, что их «отнимут у губернаторов и передадут ФСТ». «Греф будет восстанавливать вертикаль власти в тарифообразовании гораздо более жестко (чем Фрадков или Жуков)», – полагает эксперт. Лишившись независимости, РЭК не смогут извлекать ад-

министративную ренту, устанавливая крупным промпредприятиям и оптовым потребителям пониженные тарифы, радуется он.

Рады усилению регулятора и монополисты. «Мы рассчитываем, что новая структура позволит быстрее согласовывать позиции ведомств», – говорил член правления РАО «ЕЭС» Андрей Трапезников. А вот представители двух крупных металлургических компаний опасаются, что подчиненное положение комиссий не позволит им отстаивать интересы промышленных потребителей. Дистанцирование тарифного органа от монополий возможно, только если он подчинен напрямую первым лицам государства, соглашается с этой позицией пресс-секретарь «Евросибэнерго» (управляет энергетическими активами «Русала») Игорь Агейчев.

Пресс-секретарь бывшей ФЭК Николай Зайцев, а также представители Минэкономразвития отказались комментировать ситуацию.

## ПРАВИТЕЛЬСТВУ НЕОБХОДИМО РАЗРАБОТАТЬ ГОСУДАРСТВЕННУЮ КОНЦЕПЦИЮ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Правительству необходимо разработать государственную концепцию теплоснабжения страны, без которой невозможна реализация Энергетической стратегии России. Об этом заявил академик РАН Олег Фаворский. «Нужна четкая и жесткая линия государ-

ства, которая обеспечит базовые условия развития энергетики, в том числе ее рыночного сектора», – отметил он на Международном энергетическом семинаре. – В последние 12–15 лет российская теплоэнергетика фактически не развивается, в том числе и из-за

отсутствия инвестиций и единого подхода к проблемам отрасли. Между тем наша страна ежегодно тратит на энергообеспечение до 400 млн. тонн условного топлива, из них две трети приходится на теплоснабжение».

## АДМИНИСТРАТИВНАЯ РЕФОРМА ПОВЕРНУЛА НЕ В ТУ СТОРОНУ

Как пишут «Известия», «возглавив Минпромэнерго, Виктор Христенко получил контроль над самым на сегодня эффективным сектором экономики. МЭРТу придется поделиться частью полно-

мочий с новым суперминистерством. Реформы естественных монополий отныне не будут прерогативой Минэкономразвития. Комиссия по формированию новой структуры исполнительной

власти решила передать разработку законопроектов по реформе монополий и подготовку конкретных решений Минпромэнерго и Минтрансвязи.

## ЭНЕРГОСБЫТОВЫЕ КОМПАНИИ ЗАШЕВЕЛИЛИСЬ ПО ВЕСНЕ

16 марта 2004 года, в Москве состоялось собрание субъектов, осуществляющих деятельность на оптовом рынке электроэнергии. Собравшиеся, среди которых преобладали сбытовые компании, постановили начать работу над созданием отраслевой саморегулируемой организации (СРО). Необходимость появления такой организации инициаторы объясняют тем, что ныне существующее некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы» (АТС) не защищает права всех участников рынка. Вместе с тем, как отмечают наблюдатели, независимой СРО вряд ли удастся отстаивать интересы своих участников без покровительства одного из крупных холдингов или высокопоставленных чиновников в руководстве страны. Не исключено, что таким «покровителем» станет «Газпром», менеджерам которого сейчас остро нужно присутствие на энергетическом рынке, чтобы заблокировать реформу компании под «убедительным» лозунгом: «Спаси электроэнергетику!».

Возникновение саморегулируемых организаций, как отметил на собрании представитель компании «Энергосервисные технологии» (организатора мероприятия) Александр Виханский, может проходить по инициативе бизнеса (для получения конкурентных преимуществ, защиты добросовестных предпринимателей, при необходимости проведения изменений, необходимого количеству игроков), под воздействием «третьих сил», а также согласно законодательной необходимости. В «Энергосервисных технологиях» (ЭСТ) утверждают, что они создаются именно по инициативе бизнеса и для его защиты. «На

сегодняшний день в сфере оптовой торговли электроэнергией в целом и в секторе свободной торговли в частности наблюдается ситуация, вызывающая опасение, – говорилось в другом докладе. – На этапе становления рынка с неизбежностью возникают конфликты коммерческих и технологических интересов участников».

Основные претензии к АТС у собравшихся были следующими. «У организаций – участников оптового рынка на сегодняшний день возникла неудовлетворенность тем, что НП «АТС» пока не в полной мере удовлетворяет потребности участников в части выполнения некоторых поставленных перед ними задач», – заявил представитель «Энергосервисных технологий» Юрий Маслихов. По его мнению, АТС в недостаточной мере защищает поставщиков и покупателей электроэнергии, а также мало времени уделяет образовательной деятельности, в том числе обучению по различным направлениям деятельности партнерства. Поэтому в «Энергосервисных технологиях» настаивают на том, что рынку необходимо дополнительное регулирование, и уже придумали название будущей отраслевой СРО – «Российская ассоциация субъектов электроэнергетики» (РАСЭ). Предполагается, что в РАСЭ объединятся сбытовые компании. Как пояснил RBC daily один из присутствовавших на собрании, в АТС сегодня доминируют представители генерирующих компаний, которые контролируются РАО «ЕЭС России», и государства, тогда как интересы частных компаний не всегда учитываются. Вместе с тем, говорит собеседник RBC daily, компании, которые занимаются торговлей элек-



троэнергией, более эффективны на рынке, чем генераторы или покупатели, поэтому нужно продвигать их интересы.

В АТС этими претензиями были удивлены. «Мы знаем, что было собрание, но не более того. Это полностью инициатива участников рынка – мы ее не поддерживаем, но и не препятствуем ей. Взаимодействовать с этой организацией, если она будет создана, мы станем в рабочем порядке», – заявил RBC daily пресс-секретарь НП «АТС» Антон Нискин. Он заверил, что на АТС вопросам защиты прав участников рынка уделяют много внимания. «Сегодня на АТС уже существуют три «площадки», где участники рынка могут защитить свои права: наблюдательный совет НП «АТС», третейский суд и специальная конфликтная комиссия, – говорит г-н Нискин. – Мы очень дорожим своей репутацией, поэтому всегда пытаемся решать все спорные вопросы.» Впрочем, аналитики соглашались, что претензии к АТС все-таки могут иметь место. «На текущий момент АТС отражает интересы, конечно, не всех участников рынка. АТС контролируется РАО «ЕЭС» и государством, поэтому некоторым участникам, возможно, хотелось бы проводить свою политику на рынке», – заявил RBC daily начальник аналитичес-

кого отдела ИК «ФИНАМ» Сергей Аринин.

Аналитики сомневаются в том, что у энергосбытовых компаний в России большие перспективы. «Разумеется, энергосбытовые компании выполняют на рынке необходимые функции – за счет их деятельности снижаются риски, – говорит Сергей Аринин. – Однако вряд ли они будут занимать большую долю на свободном рынке. В мировой практике почти

нет энергокомпаний без генерирующих мощностей: они либо быстро покупают мощности, либо уходят с рынка.» Тем не менее может получиться, что РАСЭ все-таки станет заметной организацией, так как за ней стоят влиятельные структуры, аффилированные с «Газпромом». На это указывает тот факт, что среди учредителей «Энергосервисных технологий» значатся «Газпромбанк» и «Севергазбанк».

Правда, интерес «Газпрома» к энергетическому рынку вовсе не связан с намерениями расширять поставки газа на этот рынок. Скорее наоборот: газовый монополист сегодня заинтересован в сохранении системы лимитов на газ, чтобы наращивать экспорт газа, а для этого менеджерам «Газпрома» нельзя не допустить реформирования компании и газового рынка.

## РАЗДЕЛ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Игорь Юсуфов, возглавлявший Минэнерго последние почти три года, не стал главой энергетического агентства в структуре нового Минпромэнерго. Деятельность г-на Юсуфова уже давно вызывала нарекания многих политиков и бизнесменов. Все сначала ожидали, что как назначенец Михаила Касьянова, он сразу же покинет министерство, однако в первые дни этого не произошло. Недавно руководить агентством по энергетике был назначен вице-президент государственной компании «Роснефть» Сергей Оганесян.

Как говорят источники в новом министерстве, г-ну Юсуфову был предложен пост первого заместителя г-на Оганесяна. Однако недовольный экс-министр не согласился с понижением и фактически «хлопнул дверью». О его дальнейшей судьбе источники в министерстве и агентстве не знают.

До последнего времени кандидатами на пост министра энергетики назывались представители блока госкомпаний – глава «Роснефти» Сергей Богданчиков и глава «Газпрома» Алексей Миллер. Однако Министерства энергетики в «чистом» виде не стало, следовательно, Богданчикову и Миллеру менять место работы не пришлось. Зато «Роснефть» сумела делегировать в правительство второго человека компании.

Новый энергетический начальник знаменит прежде всего тем, что курировал в «Роснефти» проблемы соглашений о разделе продукции (СРП). Осенью 2001 года правительство назначило государственные нефтяные компании – «Роснефть» и «Зарубежнефть» – уполномоченными по экспертизе соглашений. Оганесян в интервью газете «Время новостей» говорил: «Для моей компании было бы интересно, и я считаю, для государства тоже, чтобы уполномоченная компания имела долю в каждом проекте СРП – 20–25%». «Государство должно заботиться о своих интересах, и мы, как компания, принадлежащая государству, будем обосновывать свою позицию, говорить, что это было бы правильно с точки зрения укрепления роли государства в реализации проектов», – заявлял тогда г-н Оганесян. Эта идея, по его словам, не имела отношения к существующим проектам, она касалась только новых СРП. Очевидно, что теперь г-ну Оганесяну, как главе энергетического

агентства, будет легче донести свои идеи до профильного министра – Виктора Христенко. Вопрос лишь в том, кто в новом правительстве будет курировать СРП, – до сих пор этим занималось Минэкономразвития, и эту функцию у него пока никто не отобрал.

В связи с тем, что в «Роснефти» г-н Оганесян одно время курировал угольное направление, надо полагать, что и с проблемами в этой отрасли он немало знаком. Что же касается электроэнергетики, то специалистов в этой отрасли в министерстве, по информации газеты «Время новостей», сейчас практически нет. В то же время, как говорилось во время представления Виктора Христенко работникам министерства, реформа энергетики должна продвигаться. Из команды менеджеров РАО «ЕЭС России», которые собственно и придумали преобразования, на госслужбу вряд ли кто пойдет. Нельзя исключать, что востребованными окажутся руководители тех энергокомпаний, где реформа продвинулась дальше всех: «Тюменьэнерго», «Новосибирскэнерго», а также неподконтрольной РАО «ЕЭС» компании «Иркутскэнерго».

## СТОИТ ЛИ ВСЕРЬЕЗ РАССМАТРИВАТЬ ХОЛОДНУЮ ТЕРМОЯДЕРНУЮ РЕАКЦИЮ?

Министерство энергетики США в ближайшее время рассмотрит результаты, полученные группой исследователей, работающих над холодной термоядерной реакцией – процессом, который в случае его реализации способен стать решением всех мировых энергетических проблем, сообщает газета «New York Times».

Официальная ядерная физика довольно скептически относится к возможности получения энергии подобным способом. Несмотря на это, небольшая группа ученых продолжала работы в данной области. Не так давно они заявили, что последние полученные данные однозначно подтверждают – выработка энергии этим способом вполне возможна, и обратились в Министерство энергетики США с просьбой рассмотреть их разработки. Не так давно власти дали согласие, что и подтвердил в интервью британскому научному журналу «New Scientist» заместитель директора научного департамента министерства, доктор Джеймс Декер (James F. Decker). «То, что запрос стоит рассмотреть – мое личное решение», – сказал он.

Доктор Питер Хагельштейн (Peter Hagelstein), профессор электротехники и вычислительной техники Массачусетского технологического института, работает над теорией, описывающей процесс получения энергии данным способом. По его словам, на нынешнем этапе исследования носят предварительный характер. По их результатам пока нельзя судить, сможет ли холодная термоядерная реакция, если она вообще возможна, стать источником дешевой энергии. Пока в экспериментах удалось лишь получить электроэнергию небольшой мощности – один или несколько ватт. Тем не менее доктор Хагельштейн считает, что данная технология «определенно имеет потенциал для коммерческого использования в энергетике».

Как рассказал доктор Декер, материалы, предоставленные исследователями, рассматривает комиссия из нескольких ученых. Состав ее пока не определен. Позже каждый ее участник вынесет свое решение. По словам Хагельштейна, основная задача, стоящая перед министерством, – решить, стоит ли вообще в дальнейшем рассматривать холодную термоядерную реакцию всерьез.

«На повестке дня простой вопрос – является ли эта технология предметом научного рассмотрения или нет», – сказал он.

Впервые о подобной реакции заговорили в 1989 году. Тогда двое химиков университета штата Юта Стенли Понс (Stanley Pons) и Мартин Флейшманн (Martin Fleischmann) заявили что им удалось осуществить холодную термоядерную реакцию в простом эксперименте, при электролизе «тяжелой» воды электродами из палладия. В ходе реакции экспериментаторы якобы зафиксировали потоки нейтронов, а также наблюдали выделение тепла, которого, по всем законам электролиза, не должно было быть. Доктор Флейшманн тогда заявил, что источником тепла стал синтез атомов дейтерия – их ядра сливались, образуя изотопы трития и гелия.

Проведенные другими учеными контрольные эксперименты ничего подобного не зафиксировали, и с тех пор любые упоминания о связанных с холодной термоядерной реакцией успешных экспериментах воспринимались более чем скептически. Об этом говорится в сообщении.

## «ГЛАВНЫЙ КРИТЕРИЙ – УРОВЕНЬ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ»

По каким параметрам можно судить о состоянии экономики страны? «Главный критерий – уровень энергопотребления», – убежден председатель комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, глава совета Союза нефтегазопро-

мышленников Юрий Шафранник. Начиная с 2000 года энергопотребление в стране растет, значит, отечественная экономика «оживает». Предприятия ТЭК существенно увеличили нефте- и газодобычу, заметно нарастили объемы экспорта. Все это говорит о положительной дина-

мике развития народного хозяйства. В материале также отмечается, что в России среди компаний ТЭК практически отсутствует конкуренция. Ее не будет до тех пор, пока на рынок не выйдут средние и малые нефтегазовые «игроки». Государство должно помочь им в этом.

## СОСТОЯЛОСЬ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ УЧЕБНОГО МОДУЛЯ «БЕЗОПАСНОЕ И ЭКОНОМНОЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ»

На базе Санкт-Петербургской академии постдипломного педагогического образования Комитета по образованию администрации Санкт-Петербурга (АППО) состоялось представление учителям и методистам по предмету «Основы безопасности жизнедеятельности» совместного проекта ОАО «Ленэнерго» и академии – учебного модуля «Безопасное и экономное электропотребление» в рамках школьного курса ОБЖ. Подобный опыт сотрудничества энергетиков и специалистов сферы образования уникален не только для Петербурга, но и для России в целом.

Работа над проектом началась в июле 2003 года. К настоящему времени разработан учебно-методический комплекс, включающий в себя две рабочие тетради для учащихся 5–7 и 8–9 классов и методическое пособие для учителей.

Идея нового учебного курса в том, чтобы в рамках курса ОБЖ, в соответствии с

требованиями государственных стандартов, максимально используя возможности самостоятельной работы на уроке, привить учащимся навыки, необходимые жителю современного мегаполиса.

Программа состоит из пяти разделов, освещающих общие понятия об электрооборудовании, основы экономного и безопасного электропотребления, описание потенциальных опасностей системы электроснабжения.

В разработке учебно-методического комплекса приняли участие специалисты крупнейшей энергетической компании Северо-Запада – ОАО «Ленэнерго» и ученые АППО.

Энергетики и разработчики программы надеются, что учебно-методический комплекс «Безопасное и экономное электропотребление» не только сформирует у детей более ответственное отношение к электроэнергии, но и будет способствовать форми-

рованию у юных жителей региона культуры энергопотребления.

В презентации приняли участие представители топ-менеджмента ОАО «Ленэнерго», авторский коллектив учебно-методического комплекса, представители Комитетов по образованию и труду и социальной защите населения администрации Санкт-Петербурга

В рамках презентации нового учебно-методического комплекса была представлена обучающая игра «Колесо энергии». Комплекты обучающих игр ОАО «Ленэнерго» презентует средним учебным заведениям Санкт-Петербурга.

Присутствующие, особенно представители администрации Санкт-Петербурга, высоко оценили идею и уровень проработки учебного курса «Безопасное и экономное электропотребление», поблагодарив энергетиков за инициативу и вдумчивое отношение к образованию подрастающего поколения.

## ПРИРОСТ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

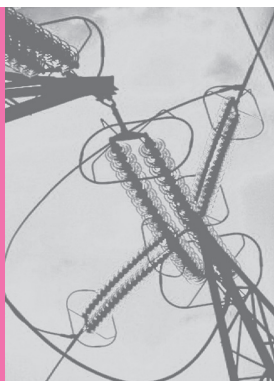


Прирост тарифов на электроэнергию, отпущенную для всех категорий потребителей, в среднем по России составил за 2 месяца 2004 года 7%, в том числе для промышленных потребителей – 7,8%. Эти данные приводятся в докладе Минэкономразвития РФ о социально-экономическом развитии РФ в январе–феврале 2004 года.

Существенно выросли тарифы для льготных категорий – на 3,6% для населения и на

9,1% для сельскохозяйственных потребителей.

Как подчеркивается в докладе, до конца года в отраслях естественных монополий после увеличения в январе 2004 года оптовых цен на газ для промышленных потребителей на 20%, тарифов на грузовые железнодорожные перевозки – на 12,6% и на электроэнергию, отпущенную с ФОРЭМа, – на 10%, изменений этих цен и тарифов не будет.



**В.Крайний,  
А.Невзоров**

# ЭНЕРГОРЕСУРСЫ – ЛИМИТ ИСЧЕРПАН

**Московская полиграфическая компания «Алмаз-Пресс» является одним из самых современных и передовых предприятий в своей отрасли. О проблемах, с которыми оно сталкивается в таком мегаполисе, как Москва, рассказывают генеральный директор компании Марина ПЕРЕВЕРЗЕВА и главный энергетик Виктор СЕРЕБРЯКОВ.**

*– Марина Даниеловна, с какими основными проблемами вам приходится сталкиваться при развитии энергохозяйства предприятия?*

– Основная проблема вновь создаваемых производственных предприятий в Москве – это доступ к электроэнергии. Это проблема недостатка мощностей, устаревшей городской инфраструктуры, недостаточного количества распределительных подстанций. Несколько лет назад мы приобрели производственную площадку в промышленной зоне Очакова у завода «Союз», производившего авиационные двигатели, с согласованными лимитами на 7000 кВт. Реконструировали здание, закупили оборудование, стали его запускать и узнали, что нам «обрезали» лимиты до 4000 кВт.

Попробовали добиться увеличения мощностей и «пошли по кругу». Никто не говорит «нет», однако сначала нам сказали, что мы получим увеличение мощностей после того, как «Мосэнерго» согласует с правительством Москвы строительство новой электроподстанции и мы оплатим прокладку кабеля до нее. После чего узнали, что должны будем участвовать в строительстве этой подстанции. Мы отказались, потому как исправно платим за электроэнергию, не просим льгот для себя и

не можем из собственных средств инвестировать такие деньги в развитие городской инфраструктуры. При этом мы все-таки надеемся, что добьемся увеличения лимитов. А проблема с доступом к энергоресурсам – это общая проблема, которая касается не только нас.

В Москве не так много промышленных зон, и Очаково – одна из немногих развивающихся. У всех предприятий в зоне – завода шампанских вин, пивоваренного завода, молокозавода – одна и та же проблема с лимитами. Нам неизвестен порядок выделения лимитов на поставки электроэнергии. Предприятия для получения лимитов должны оплачивать вперед все поставки. Мы готовы это делать, но должны быть уверены в результате. И готовы объединяться с другими заинтересованными предприятиями для участия в инвестициях для развития инфраструктуры электроэнергетики в Москве. Но пусть нам эти инвестиции в последующем вернут путем снижения величины тарифов. Решение этих вопросов нужно искать в совместном диалоге предприятия, поставщика энергоресурсов и власти. Сейчас условия для диалога по выработке условий, на которых предприятия могли бы поддержать развитие инфраструктуры, не сформированы, и для этого, по нашему мнению, также нужна инициатива «снизу».

Из-за низких темпов реформы РАО «ЕЭС России» не развивается инфраструктура РАО, предприятия не могут нормально планировать развитие производства, инвестировать средства с последующей гарантией доступа к энергоресурсам. Не будет развития производства – не будет новых рабочих мест, увеличения платежей налогов и т.д.

Можно спорить о концепции, о рисках реструктуризации РАО «ЕЭС России», но оставлять все как было раньше, нельзя.

Подобные проблемы существуют и с другими поставщиками ресурсов – воды, тепла, газа. Коммуникации устарели, у поставщиков нет четкого порядка принятия решений, отсутствует управление инвестициями в развитие их инфраструктуры. Есть вопрос цены энергоресурсов, но надо прежде всего, чтобы был определен ясный порядок доступа к ним. Россия стремится экспортировать энергоносители. Но не может обеспечить ими собственные предприятия, даже те, которые «кормят». Это проблема есть в Москве, и, думаю, в других регионах ситуация не лучше.

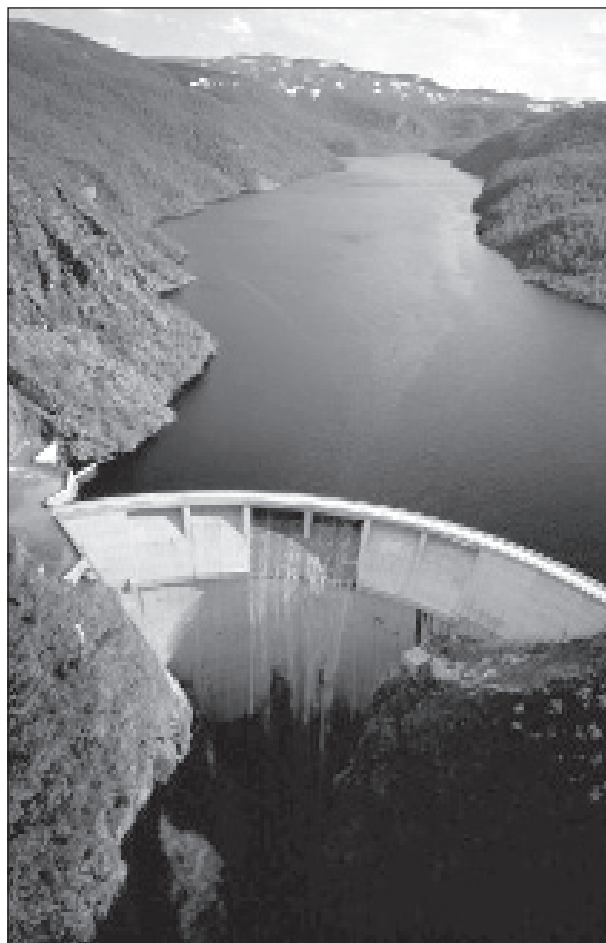
Реформа РАО «ЕЭС России» дала бы нам, я не берусь судить о ценах, равные правила игры. При этом, наверное, к крупным предприятиям, где электроэнергия – одна из основных составляющих себестоимости (целлюлозно-бумажным, алюминиевым и т.п.), нужен отдельный подход. Убеждена, что когда структуры РАО «ЕЭС России» будут коммерческими, они будут отвечать по своим обязательствам. Сегодня это не так, предприятиям не с кем заключать соглашения об инвестициях в развитие инфраструктуры. Непонятно, что будет происходить дальше.

Таким образом, наши предложения сводятся к следующему – формализовать отношения со всеми поставщиками ресурсов, ввести единые правила для всех предприятий, определить порядок инвестиций предприятий в развитие инфраструктуры поставщиков и выработать механизм возврата этих инвестиций через тарифную политику.

Еще один важный вопрос для промышленных предприятий – энергосбережение. Проблема в том, что выбрать и приобрести энергосберегающее оборудование и системы довольно сложно из-за недостатка информации о таком новом оборудовании, его преимуществах и из-за отсутствия сравнительного анализа различных систем. В частности, в полиграфии есть такой процесс, как газовая сушка с температурой около 400 °С. Можно утилизировать ее тепло, например, для обогрева здания. Есть немецкое оборудование для этого. Но оно дорогое. Но о российских аналогах у нас нет информации. По моему мнению, разработка, производство и сертификация энергосберегающего оборудования – задача государственного масштаба. Здесь также нужен диалог всех заинтересованных сторон, в том числе сертифицирующих органов для выработки общих решений.

– Виктор Юрьевич, как создавалась система инженерного обеспечения на вашем предприятии?

– У нас две производственные площадки – первая расположена близко к центру Москвы, вторая на окраине – в Очакове. На первой площадке



все делалось «с нуля» в расчете на наше технологическое оборудование. Там работы завершены, работает производственное оборудование. На площадке в Очакове проводится реконструкция практически всех инженерных систем. В производственном цехе заменили алюминиевую проводку на медную, светильники, водопровод, отремонтировали трансформаторную подстанцию, сделали капитальный ремонт бойлерной подстанции, центральной компрессорной для брошюровочного цеха. Сейчас там одновременно с работой производственного оборудования идет монтаж нового оборудования.

– Как осуществлялся выбор инженерного оборудования для предприятия?

– К выбору оборудования был комплексный подход. При выборе энергетического оборудования учитывались такие факторы, как качество, надежность, цена, сроки поставки и возможного ремонта оборудования. На первой площадке приобреталось новое инженерное оборудование, как импортное, так и отечественное. На второй площадке в Очакове приоритет был отдан отечествен-



ному энергетическому оборудованию. По моему мнению, многие виды российского электрооборудования по качеству и надежности не уступают импортному. В Очакове силовые питающие линии остались от завода «Союз», а отходящие линии, щиты, распределительное оборудование комплектовались новым отечественным оборудованием. Так, все алюминиевые кабели были заменены на медные, при этом только в отдельных случаях, по требованию поставщика полиграфического оборудования (оно все – импортное), использовались импортные кабели на локальных участках от оборудования до силового щита.

Использование отечественного электрооборудования было изначально заложено в проект. Все работы выполняются строго в соответствии с проектом при соблюдении всех норм и требований СНИПов и других нормативных документов, что не так уж часто встречается в наше время. Монтаж

на обеих площадках ведет фирма ООО «Спецмонтажэлектро».

Что касается выбора, например компрессоров, то он был определен прежде всего требованиями к качеству воздуха и надежности работы – наше полиграфическое производство круглосуточное. Печатные машины поставлялись без компрессоров, по рекомендации производителей машин были выбраны винтовые маслозаполненные компрессоры с фильтрами фирм «Атлас Копко» и «Кайзер». Аналогичные отечественные компрессоры выдают воздух с содержанием масла, превышающем требуемые нормы.

Брошюровочное производство снабжается сжатым воздухом централизованно от поршневых компрессоров завода «Борец». Два таких компрессора нам достались от бывших владельцев площадки. Мы их капитально отремонтировали и сейчас используем поочередно – три месяца работает один, затем мы его отключаем и выполняем ремонтно-профилактические работы. В качестве варианта для центральной компрессорной мы рассматривали отечественные контейнерные компрессоры, но они работают очень шумно, рассчитаны в основном на использование в нефтедобыче и для нашего высокоточного оборудования не подходят.

В системе вентиляции используются мощные установки фирмы «VTS Klima», так как на полиграфическом производстве должен обеспечиваться 6–10-кратный обмен воздуха. Кондиционировать такой объем практически невозможно. Поскольку в производственных цехах повышенный уровень шума и имеется избыток тепла, что особенно чувствуется летом, то для создания нормальных условий для работы операторов в цехах были сделаны шумозащитные кабины, в которые подается охлажденный воздух от отдельного кондиционера.

Доставшиеся нам по наследству тепловые электрические завесы на въезде в цеха практически все были сняты и заменены на завесы, работающие на горячей воде, как более экономически эффективные.

*– Какие основные проблемы вы видите в работе службы главного энергетика?*

– У нас есть проблемы со стабильностью подаваемого нам напряжения. Для современных импортных печатных комплексов, которые установлены у нас, необходима высокая стабильность напряжения. Наша промзона создавалась еще в советское время; электроподстанция, городские сети старые, бывают скачки напряжения. Импортное оборудование на это не рассчитано, система защиты его отключает. В результате происходит остановка работы печатных и брошюровочных машин, выходят из строя электронные системы управления, а значит, потребуется их ремонт. Полиграфическое оборудование достаточно энерго-



емкое, я сравнил бы его с микробиологическим производством – заводом «Феррейн», на котором я ранее работал. Установка системы стабилизации напряжения для печатной машины мощностью около 900 кВт экономически нерентабельна, так как ее цена соизмерима со стоимостью самой машины.

Есть еще одна проблема – импортное оборудование рассчитано на 400 В, а у нас напряжение в сети 380 В, да и оно не выдерживается. Мы производили замеры напряжения в сети, оно опускалось ниже 360 В, в результате происходят останки оборудования и наш производственный процесс от этого сильно страдает.

– В связи с этим рассматривали ли вы вариант создания собственного производства электроэнергии?

– Да, вопрос автономного энергоснабжения рассматривался в связи со скачками напряжения в сети. Для одной из печатных машин мощностью 930 кВт рассматривалась возможность установки дизельгенератора. Однако для работы ему бы потребовалось пять трехтонных грузовиков с соляркой в сутки. Кроме того, мы стали бы уже не потребителем, а производителем электроэнергии. А это дополнительные проблемы, в том числе с контролирующими органами, и мы отказались от этой идеи.

– Больше всего вам приходится заниматься электроснабжением?

– Да.

– А какие проблемы есть у вас с внешними поставщиками газа, тепла, воды и как они решаются?

– Со снабжением газом у нас проблем нет. Что касается теплоснабжения, то трассы старые, они находятся в совместном ведении нашего предприятия и местных теплосетей. Мы участвуем в финансировании, а работы по ремонту и обслуживанию внешних сетей выполняют специализированные организации. Тепловой пункт у нас остался от прежних владельцев, лишь система отопления частично заменена в производственном корпусе. Работы на территории предприятия по обслуживанию и ремонту теплосетей ведем своими силами. Специализированная фирма АО «Энергос» привлекалась только для замены старого механического теплосчетчика на новый электронный.

Подводящие водоводы у нас остались старыми, а система водопровода в производственном цехе была полностью заменена.

Пока по потреблению тепла и воды мы укладываемся в те лимиты, которые были нам утверждены, и проблем с «Мосэнерго» и «Мосводоканалом» в этом плане у нас нет. Однако есть проблемы развития – на площадке в Очакове предполагается увеличение электрической мощности почти

вдвое. Сейчас установленная мощность составляет 7200 кВт, единовременная – 4020 кВт, в перспективе планируется увеличить установленную мощность до 10 000 кВт, единовременную – до 8500 кВт. Переговоры об этом с «Мосэнерго» и РАО «ЕЭС России» ведутся уже не первый год. В них есть подвиги, в частности, в нашей промзоне у ТЭЦ-25 возможно высвобождение мощностей, которые могли бы быть нам переданы.

– Какие меры по энергосбережению вы принимаете?

– В 2002 году установили в системе горячего водоснабжения регулятор температуры прямого действия фирмы «Данфосс», который позволяет в здании стабильно поддерживать требуемую температуру горячей воды. Планируем модернизацию теплового пункта, возможно, даже в 2003 году путем перехода на современные пластинчатые теплообменники типа «Альфа Лаваль», которые удобны в обслуживании, позволяют легко регулировать тепловую мощность и выпускаются отечественной промышленностью. Это даст возможность перейти на новый уровень автоматизации, который с помощью компьютерной системы позволит контролировать все параметры системы теплоснабжения и до минимума снизить теплопотери.

Прорабатывается также вопрос утилизации тепла от дожига выбросов после газовой сушки. Возможно, оно будет использовано для нагрева воды в системе водяного отопления зданий.

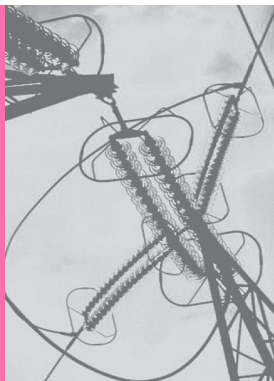
– А как у вас обстоят дела с экологической обстановкой?

– Выбросов в атмосферу нет, так как благодаря дожигу при температуре 400 °С выбросов после газовой сушки происходит полная их очистка. Сбросов загрязненной воды также практически нет, так как технологическая вода используется в замкнутом контуре.

– Как вы проводите сервисное обслуживание оборудования – своими силами или привлекаете и сторонние организации?

– Текущее обслуживание энергооборудования мы делаем своими силами, в случае необходимости привлекаем сторонние организации. Так, высоковольтное оборудование, КТП у нас ремонтирует и налаживает подрядная организация – ООО «Спецмонтажэлектро».

Сейчас служба главного энергетика невелика, но достаточна для поддержания работоспособности нашего энергетического оборудования, которое пока в основном новое. Дальше в связи с износом оборудования возможно как увеличение численности службы за счет создания собственных сервисных служб, так и привлечение сторонних организаций для проведения ремонтных работ. Выбор варианта сервисного обслуживания будет определяться экономической целесообразностью.



# КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ ДЕПАРТАМЕНТА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Комплексная автоматизация Департамента энергоснабжения промышленного предприятия подразумевает связанное, исполненное в едином информационном поле, решение ряда задач, которое в конечном итоге должно привести к повышению эффективности работы служб эксплуатации, ремонта, РЗА, учета. Задачи, решаемые при автоматизации Департамента, определяются функциональными обязанностями персонала:

- диспетчерское управление электроснабжением;
- учет и контроль качества электроэнергии;
- ведение базы данных оборудования;
- расчеты электрических величин и параметров релейной защиты;
- планирование и выполнение технического обслуживания и ремонта оборудования.

Целесообразность комплексной автоматизации обусловлена тесной информационной связью указанных задач.

В настоящей статье делается попытка обозначить тенденции развития средств автоматизации систем энергоснабжения промышленных предприятий, а также возможности создания на осно-

ве современных аппаратных и программных средств комплексной АСУЭ.

Автоматизированные системы и оборудование автоматизации энергоснабжения отечественного производства, как правило, предназначены для решения задач отдельных служб департамента энергоснабжения, но не департамента в целом.

Среди систем зарубежного производства необходимо отметить комплексную АСУЭ MicroSCADA, («ABB Substation Automation Oy»). В ней реализованы функции учета электроэнергии, диспетчерского управления, а также ряд прикладных задач – ведение базы данных по оборудованию, расчет токов КЗ, моделирование переключений, управление работой оперативно-выездных бригад. Система ориентирована на применение средств автоматизации, выпускаемых подразделениями ABB – электронных счетчиков, устройств защиты и автоматики, контроллеров, коммуникационного оборудования. Следует заметить, что высокая стоимость как оборудования, так и программного обеспечения системы ограничивает круг ее потенциальных пользователей крупными корпорациями.

В течение последних лет было разработано и появилось на рынке средств автоматизации большое количество отечественных АСКУЭ нового поколения, оттеснив традиционные системы на индукционных счетчиках с оптоэлектронным датчиком и контроллером-сумматором. Основным достоинством последних является их невысокая стоимость, что не может перевесить таких недостатков, как информационный аскетизм, нестабильная работа оптоэлектронных датчиков на малых нагрузках.

АСКУЭ нового поколения построены на электронных счетчиках электрической энергии и объединенных в вычислительную сеть компьютерах со специализированным программным обеспечением. Среди существующих систем можно выделить два подхода к представлению данных для конечных пользователей.

В первом случае программное обеспечение АСКУЭ осуществляет сбор данных со счетчиков и формирует таблицы результатов в фиксированных форматах. АСКУЭ управляет работой счетчиков и контролирует их функционирование. На клиента системы возлагается задача просмотра, обработки и распечатки результатов широко распространенными программными средствами (например, Microsoft Office). Одним из клиентов системы является энергосбытовая организация, осуществляющая дистанционный контроль потребления энергии.

К системам с такой структурой можно отнести КТС УИС (НПФ «НЕОН»). Опрос групп счетчиков Альфа (АББ ВЭИ Метроника) выполняется заранее запрограммированными контроллерами, данные из контроллеров сохраняются в базе данных АСКУЭ. Программное обеспечение для удаленного программирования контроллеров также входит в систему.

Похожее решение предлагается Инженерным центром комплексной автоматизации (ИЦКА), разработавшим DDE-сервер для счетчиков серии Альфа. DDE-сервер реализован в виде службы MS Windows NT 4.0 и может работать с группами счетчиков, подключенных к разным портам компьютера. Кроме считывания результатов, драйвер позволяет проводить диагностику и программирование счетчиков. Как вариант, авторы предлагают интеграцию счетчиков в SCADA систему Trace Mode (операционная система QNX).

Другой подход к построению АСКУЭ предусматривает наличие готового автоматизированного рабочего места (АРМ). Как правило, функциональность АРМ не ограничена функцией учета. АСКУЭ выполняет также функции оперативного контроля потребления и качества электроэнергии, краткосрочного прогноза превышения заявленного максимума, расчет энергетического баланса.



К таким АСКУЭ относится система «Альфа-Смарт» (АББ ВЭИ Метроника), которая включает в себя электронные счетчики (ЕвроАльфа, АльфаПлюс, Дельта), специализированные контроллеры для обмена информацией с группами счетчиков и компьютеры с АРМ, объединенные в вычислительную сеть.

Другой пример АСКУЭ с широкой функциональностью – система учета и оперативного контроля потребления электроэнергии «Е1-Энергоучет» (фирма ИКТ). Структура системы двухуровневая (электронные счетчики ЕвроАльфа, АльфаПлюс с цифровыми каналами связи компьютеры с АРМ). Система реализована в архитектуре «клиент – сервер» и поддерживает произвольное количество клиентских компьютеров с АРМ, в том числе подключенных к сети с помощью средств удаленного доступа. Для хранения данных в зависимости от масштаба задачи могут быть выбраны СУБД MS Access97, MS SQL Server, Sybase. В системе реализована диагностика счетчиков.

В сторону расширения функциональности активно развивается известная система «Ток-С» (СКБ Амрита). Этот комплекс также поддерживает те-



перь опрос электронных счетчиков (АББ ВЭИ Метроника, Нижегородский завод им. Фрунзе) по цифровому каналу связи. Применена СУБД MS Access97.

В настоящее время обязательным компонентом АСКУЭ становятся приборы измерения качества электроэнергии, устанавливаемые на вводах ГПП предприятия.

В соответствии с ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» должны производиться одновременно и непрерывно во всех фазах измерения следующих нормируемых параметров качества электроэнергии:

- установившееся отклонение частоты;
- установившееся отклонение напряжения;
- коэффициент искажения синусоидальности напряжения;
- коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой последовательности;
- длительности провала напряжения.

Приборы должны работать в трехфазных электрических сетях частоты 50 Гц, с номинальными межфазными напряжениями 380 В непосредственно, а также 6 кВ и выше при использовании трансформаторов напряжения.

В качестве прибора с элементами контроля качества энергии может быть использован счетчик ЕвроАльфа серии 1.1 или АльфаПлюс. Счетчик ЕвроАльфа позволяет осуществлять контроль следующих параметров:

- потребляемый ток фаз А,В,С;
- напряжения фазные А,В,С;
- частота сети;
- углы векторов напряжений и токов.

Дополнительные контролируемые параметры счетчика АльфаПлюс:

- гармонический состав (15 гармоник);
- коэффициент искажения синусоидальности.

На все указанные параметры могут быть заданы предельные значения, выход за которые фиксируется в журнале событий. Время передачи полного перечня параметров качества электроэнергии в АСКУЭ для одного счетчика составляет десятки секунд для однократного измерения.

Ряд отечественных производителей в соответствии с ГОСТ 13109-97 выпускает специализированные приборы измерения и регистрации показателей качества и вспомогательных параметров электрической энергии. Среди них можно выделить ЭРИС-КЭ.01 (ООО «Энергоконтроль», ООО «ЛАРС», Московский энергетический институт), Ресурс-UF (НПФ «Энерготехника»), Парма РК 6.05 (ООО «Парма»). Измерители показателей качества электроэнергии оснащены последовательными интерфейсами связи с компьютером.

Современные автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ), как правило, строятся на базе SCADA систем, и включают дополнительный набор инструментов, достаточный для быстрого внедрения системы. Такие системы можно считать открытыми, хорошо подходящими для интеграции в комплексную АСУЭ, поскольку современные SCADA снабжены стандартными интерфейсами обмена данными (OPC, ODBC, VBA) и инструментами API.

По такому принципу построены АСДУ «Диск-110» (Sterling © Group S.A.), «Е1-Энергоучет» (фирма ИКТ).

Современные аварийные регистраторы представляют собой компьютеры в промышленном исполнении с необходимым набором интерфейсов ввода-вывода. В них, как правило, реализованы следующие функции:

- цифровое осциллографирование аварийных переходных процессов;
- регистрация дискретных сигналов;

- определение вида и расстояния до К.З.;
- спонтанная или по запросу передача информации в центральные службы по последовательному интерфейсу или Ethernet.

Среди регистраторов, обладающих такими характеристиками, система «Нева» (НПФ Энергосоюз), «Черный ящик» (НПЦ Госан), ПАРМА РП 4.07 (ООО «Парма»), РЭС-3 (Прософт-Е), АУРА-М (ООО «Свей»).

Перспективным, с точки зрения реализуемой функциональности при автоматизации подстанций, является применение устройств микропроцессорной защиты. С одной стороны, они в той или иной степени реализуют функции аварийного регистратора, с другой – предоставляют широкие возможности для оперативной дистанционной настройки параметров защиты и могут быть использованы в системе диспетчерского управления. Отечественная промышленность выпускает комплектные устройства защиты, управления и автоматики присоединений серии SPAC800 (АББ Реле, Чебоксары), БМРЗ (НТЦ «Механотроника»).

Информационная система АСУЭ выполняет функции:

- ведение базы данных оборудования системы энергоснабжения;
- ведение архивов по ремонту оборудования;
- подготовка, распечатка нарядов на выполнение работ;
- расчет электрических величин и параметров релейной защиты;
- моделирование работы электрической сети (совместно с АСДУ).

Авторам не удалось найти информационную систему отечественного производства, обладающую такой функциональностью. Имеется большое число программ, реализующих одну из функций, например, расчет токов короткого замыкания и параметров релейной защиты – ТКЗ-3000, РТКЗ-2.0 (НИИ Энергетики, г. Новочеркасск) и др.

В настоящее время благодаря унификации оборудования автоматизации и интерфейсов обмена данными имеется реальная возможность объединения отдельных систем автоматизации департамента энергоснабжения предприятия в комплексную АСУЭ. Структурная схема такой АСУЭ и принципы информационного взаимодействия ее компонентов приведены на рис. 1. АСУЭ включает подсистемы учета электроэнергии, оперативного диспетчерского управления, информационную.

Интегрирующим звеном системы, обеспечивающим целостность, непротиворечивость данных и эффективное информационное взаимодействие подсистем является центральная конфигурационная релейная база данных КБД. В ней содержатся сведения об иерархии

объектов системы энергоснабжения предприятия и данные о каждом из этих объектов в ракурсе каждой подсистемы. Заметим, что для управления всеми упомянутыми ниже базами данных используется одна СУБД. В зависимости от масштаба решаемых задач могут быть применены, например, Microsoft SQL Server, Sybase или Oracle.

Подсистема учета, выполняющая коммерческий и технический учет, контроль качества поступающей электроэнергии, имеет двухуровневую структуру. Нижний уровень системы составляют электронные счетчики и микропроцессорные приборы измерения качества электроэнергии, объединенные в многоадресные коммуникационные сети, и при помощи каналообразующей аппаратуры (модемы, радиомодемы, ретрансляторы) подключены к серверу АСУЭ. Задача сканирования подсистемы учета в соответствии с описанием объекта и расписанием в КБД осуществляет периодическую доставку данных и их сохранение в релейной базе данных учета БДУ. АРМ учета установлены на компьютерах, подключенных к серверу АСУЭ по вычислительной сети предприятия либо при помощи каналообразующего оборудования (например, АРМ, установленным в энергосбытовой организации). АРМ учета предполагают авторизованный доступ к данным с несколькими уровнями авторизации.

Диспетчерская подсистема реализована на базе высокопроизводительного современного программного обеспечения SCADA общего назначения, при этом для реализации специфики задачи применены специально разработанные надстройки:

- комплект моделей для всех типов основного оборудования (трансформаторы, линии, шины и т.п), включающий ветви базы данных ре-



## ТЕМА НОМЕРА:

ального времени и соответствующие им анимированные графические элементы;

- настройки для подсистем тревог и архивации;
- шаблоны отчетов;
- примеры экранных форм и пр.

Ядром системы является база данных реального времени. Задача сканирования обеспечивает двунаправленный обмен данными между базой данных и устройствами ввода-вывода (PLC, RTU). Время обновления данных для быстро изменяющихся параметров составляет доли секунды. Системы SCADA имеют задачи сканирования как для стандартных протоколов (OPC, DDE), так и специализированные – для обширной номенклатуры контроллеров ведущих производителей. Исторические данные, предназначенные для длительного хранения, пересылаются в архивную реляционную базу данных диспетчерской системы БДД. Компьютеры с АРМ диспетчера соединяются с сервером АСДУ по локальной вычислительной сети.

Аварийные регистраторы также включаются в диспетчерскую систему, однако осциллограммы развития аварийных ситуаций хранятся не в БДРВ, а в архивной базе данных БДД.

Наличие специальной надстройки для SCADA позволяет оптимизировать процесс внедрения и сопровождения системы. Настройка всех специфичных параметров элементов схемы электроснабжения осуществляется вне системы SCADA с ра-

бочего места администратора и сохраняется в БДД. Так, например, для ввода понизительной подстанции заполняются поля параметров:

- наличие разъединителей и заземляющих ножей;
- коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока;
- пороговое (максимальное) значение тока для системы тревог;
- привязка параметров базы данных ко входным/выходным сигналам контроллеров, установленных на объекте.

Заметим, что последняя, наиболее трудоемкая операция по распределению контролируемых сигналов на модулях УСО контроллера может быть выполнена автоматически. Тем самым с минимальными трудозатратами создается значительная часть Технического проекта диспетчерской системы – руководство для монтажа оборудования на объектах.

На основании настроек БДД программное обеспечение производит автоматическую генерацию файла для загрузки БДРВ в формате системы SCADA. При его загрузке из набора шаблонов создается реальная БДРВ с привязками задачи сканирования к указанным контроллерам. Автоматически выполняется генерация рабочих экранов диспетчера с внесением на них соответствующих графических элементов.

Пакеты SCADA позволяют как загружать БДРВ полностью, так и подгружать отдельные ее ветви. Последнее наиболее удобно при развитии системы для добавления новых объектов.

Различие логических (и часто – физических) протоколов счетчиков, измерителей качества, регистраторов и контроллеров не позволяет использовать единую сеть сбора данных на объекте автоматизации и требует организацию нескольких параллельных каналов связи с объектом. Это обстоятельство существенно удорожает проект, а при необходимости применения радиоканала связи ставит под вопрос саму возможность такого технического решения.

При комплексной автоматизации подстанций целесообразно применять мультиплексоры каналов данных, например, выпускаемые RAD Communications, Patton и другими ведущими производителями. Несколько линий связи с различными физическими и логическими протоколами объединяются в единый канал связи, на ответной стороне производится обратная операция – разделение. Общий канал связи при этом может иметь протокол RS232, Ethernet, E1, T1. Для передачи данных по общему каналу от объекта к диспетчерскому пункту применяется каналобразующее оборудование – Ethernet радиомост, модем выделенной линии или другое, что определяется при проектировании системы.

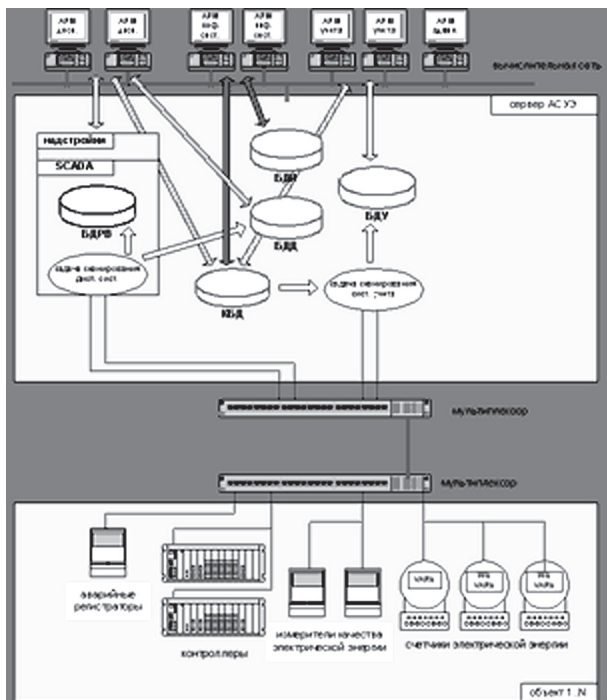
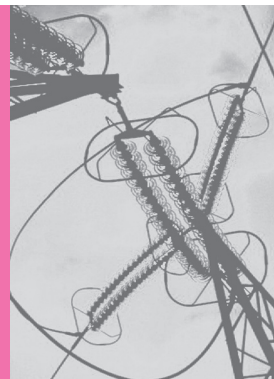


Рис. 1 Структура комплексной АСУЭ

**В. Григорьев,  
Э. Киреева,  
А. Минтюков,  
А. Чехонелидзе**



# ЗАЩИТА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

Короткое замыкание (КЗ) относится к аварийным режимам и бывает одно-, двух- и трехфазным. Самым тяжелым является трехфазное КЗ, но оно возникает значительно реже, чем однофазное или двухфазное КЗ.

Причинами КЗ являются:

- пробой изоляции;
- перекрытие изоляции;
- неправильная сборка схемы;
- ошибки обслуживающего персонала.

Токи КЗ, во много раз превышающие номинальные токи присоединенных электроприемников и допустимые токи проводников, оказывают динамическое и термическое действие на токоведущие части, вызывая их выход из строя. Поэтому КЗ надо локализовать и быстро отключить поврежденный участок сети.

Если КЗ является аварийным режимом, то перегрузки относятся к аномальным режимам, так как сопровождаются прохождением по электрооборудованию и токоведущим проводникам повышенных токов, вызывая ускоренный износ изоляции, что может привести к КЗ.

В качестве аппаратов защиты электросетей и электроустановок жилых и общественных зданий применяют автоматические выключатели или предохранители. Допускается при необходимости использование реле косвенного действия с целью обеспечения требований чувствительности, быстродействия или избирательности (селективности).

Если используется защита с помощью реле косвенного действия, то в зависимости от режи-

ма работы и условий эксплуатации электроустановки релейную защиту выполняют с действием на сигнал или на отключение.

С целью удешевления электроустановок вместо автоматических выключателей и релейной защиты применяют плавкие предохранители, если они соответствуют следующим требованиям:

- могут быть выбраны по номинальному току и напряжению, номинальному току отключения и др.;
- обеспечивают требуемые избирательность и чувствительность;
- не препятствуют применению автоматики (АПВ, АВР и т.п.).

Если релейная защита имеет цепи напряжения, то необходимо предусмотреть устройства, автоматически выводящие защиту из действия при отключении автоматических выключателей, перегорании предохранителей, а также устройства, сигнализирующие о нарушении этих цепей.

Коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}}$  релейной защиты, определяемый для максимальных токовых защит по формуле:  $K_{\text{ч}} = (0,87 \cdot I_{\text{к}}^{(3)}) / I_{\text{сз}}$ , должен быть равен около 1,5 для основных защит и около 1,2 для резервных. Здесь:  $I_{\text{к}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ; 0,87 – коэффициент перехода к двухфазному КЗ, т.е.  $I_{\text{к}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\text{к}}^{(3)}$ ;  $I_{\text{сз}}$  – ток срабатывания защиты.

## ВИДЫ ЗАЩИТЫ

Электрические сети жилых и общественных зданий должны иметь защиту от токов КЗ, обес-

печивающую наименьшее время отключения и требования избирательности действия. Защита должна отключать поврежденный участок при КЗ в конце защищаемой линии:

– одно-, двух- и трехфазных – в сетях с глухозаземленной нейтралью;

– двух- и трехфазных – в сетях с изолированной нейтралью.

Аппараты защиты выбирают и размещают таким образом, чтобы их срабатывание происходило с выдержкой времени, увеличивающейся по мере их удаления в сторону источника питания. Этим обеспечивается избирательность действия защиты, которая не всегда может быть достигнута в сетях до 1 кВ при применении автоматических воздушных выключателей и предохранителей. Последнее объясняется разбросом характеристик аппаратов защиты, особенно предохранителей.

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

К недостаткам плавких предохранителей относятся следующие: предохранители срабатывают при токе, значительно превышающем номинальный ток плавкой вставки, и поэтому избирательность отключения не обеспечивает безопасность отдельных участков сети; отключение сети плавкими предохранителями связано обычно с перенапряжением; возможны однофазное отключение и последующая аномальная работа установок; одноразовость срабатывания предохранителя и, как следствие, значительное время на замену предохранителя.

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

ПР – предохранитель разборный;

ПНН – предохранитель насыпной неразборный;

ПНР – предохранитель насыпной разборный.

Шкала номинальных токов предохранителей 15...1000 А.

Для жилых и общественных зданий основной характеристикой защиты является быстрота действия.

Электрические сети внутри зданий, выполненные открыто проложенными проводниками с горючей наружной оболочкой или изоляцией, защищают от перегрузки. Кроме того, от перегрузки защищают сети внутри зданий, а именно:

– осветительные сети жилых и общественных зданий, торговых помещений, включая сети для бытовых и переносных электроприемников (утюгов, чайников, комнатных холодильников, стиральных машин и т.д.);

– силовые сети жилых и общественных зданий, торговых помещений только в случаях, когда по режиму работы сети может возникать длительная перегрузка проводников.

Обычно таких режимов в жилых и общественных зданиях в силовых сетях практически не существует, поэтому они защищаются только от КЗ. Исключение составляют электрические сети к лифтам, противопожарным устройствам и т.п., относящиеся к 1-й категории по надежности питания, при установке устройств АВР (например на ВРУ). Такие сети защищают и от перегрузки.

В электрических сетях, защищаемых от перегрузки, проводники выбирают по расчетному току. В этом случае аппараты защиты должны иметь по отношению к длительно допустимым токовым нагрузкам, приведенным в таблицах гл. 1.3 ПУЭ, кратность не более:

– 80 % для номинального тока плавкой вставки или тока уставки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель (отсечку), – для проводников с поливинилхлоридной, резиновой или аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией;

– 100 % для номинального тока плавкой вставки или тока уставки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель (отсечку), – для кабелей с бумажной изоляцией;

– 100 % для номинального тока расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратной зависящей от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки) – для проводников всех марок;

– 100 % для тока трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратной зависящей от тока характеристикой – для проводников с поливинилхлоридной, резиновой или аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией;

– 125 % для тока трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратной зависящей от тока характеристикой – для кабелей с бумажной изоляцией и изоляцией из вулканизированного полиэтилена.

Силовые электроприемники (электродвигатели переменного тока) защищают от многофазных КЗ; в сетях с глухозаземленной нейтралью – также от однофазных КЗ. Кроме того, электродвигатели защищают от токов перегрузки (максимальная токовая защита), если она имеет место, и от понижения напряжения (защита минимального напряжения).

Для защиты электродвигателей от КЗ применяют предохранители или автоматические воздушные выключатели. Для надежного отключения КЗ



на зажимах электродвигателя с легкими условиями пуска отношение пускового тока электродвигателя к номинальному току плавкой вставки должно быть не более 2,5, а для электродвигателей с тяжелыми условиями пуска (частые пуски и т.п.) это отношение должно быть равным 2,0...1,6.

Защита двигателей от КЗ может выполняться с помощью максимальных реле тока типа РЭВ (РЭВ-200, РЭВ-750 и др.) в виде токовой отсечки (ТО).

Автоматические выключатели являются более совершенными аппаратами защиты по сравнению с предохранителями.

Автоматические воздушные выключатели могут снабжаться следующими встроенными в них расцепителями:

1) электромагнитным или электронным максимального тока мгновенного или замедленного действия с практически не зависящей от тока скоростью срабатывания (защита от токов КЗ);

2) электротермическим или тепловым (обычно биметаллическим) или электронным инерционным максимального тока с зависимой от тока выдержкой времени (защита от токов перегрузки);

3) минимального напряжения.

Тепловой расцепитель автоматического выключателя не защищает питающую линию или асинхронный двигатель от токов КЗ, так как тепловой расцепитель, обладая большой тепловой инерцией, не успевает нагреться за малое время существования КЗ.

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

Расцепители максимального тока устанавливают во всех фазах, остальные – по одному на выключатель. В одном выключателе обычно применяют токовые расцепители и расцепитель минимального напряжения. Выбор номинального тока или уставки расцепителей максимального тока аналогичен выбору номинального тока плавких вставок предохранителей.

Основные преимущества автоматических выключателей заключаются в следующем:

1) отключают все три фазы при КЗ или перегрузке, тем самым исключается работа электроустановок в неполнофазных режимах;

2) готовы к работе вскоре после срабатывания;

3) имеют более точные времятоковые характеристики;

4) совмещают функции защиты и коммутации.

## МЕСТА УСТАНОВКИ АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ

Места установки аппаратов защиты выбирают, руководствуясь следующими указаниями ПУЭ.

1. Аппараты защиты должны располагаться в доступных для обслуживания местах таким образом, чтобы исключить возможность их механических повреждений и опасность для обслуживающего персонала.

2. Аппараты защиты следует устанавливать в местах сети, где сечение проводника уменьшается (по направлению к месту потребления электроэнергии) или где это необходимо для обеспечения чувствительности и избирательности защиты.

3. При защите сети автоматическими выключателями и предохранителями они должны устанавливаться на всех нормально незаземленных фазах. Установка аппаратов в нулевых проводах исключается.

4. На квартирных групповых щитках предохранители и автоматические выключатели должны устанавливаться только в фазных проводах. Перед счетчиком устанавливают двухполюсный выключатель, отключающий фазный и рабочий нулевой провод ввода в квартиру.

5. Допускается не устанавливать аппараты защиты:

а) в месте снижения сечения питающей линии по ее длине и на ответвлении от нее, если защита предыдущего участка линии защищает участок со сниженным сечением или если незащищенный участок линии или ответвления от нее выполнен проводниками с сечениями, составляющими не менее половины сечений защищенных участков;

б) на ответвлениях от питающей линии проводников цепей измерения, управления и сигнализации;

в) на ответвлениях проводников от шин щита к аппаратам, установленным на том же щите; при этом проводники должны выбираться по расчетному току цепи.

Выбор аппаратов защиты производится по их защитным характеристикам.

## ПРИМЕРЫ СХЕМ ЗАЩИТЫ

Ниже рассмотрены примеры схем защиты электроустановок и электрических сетей напряжением 0,4 кВ жилых и общественных зданий.

На рис. 1а приведена схема токовой отсечки (ТО) без выдержки времени в трехфазном исполнении. Реле тока КА1-КАЗ включены в каждую фазу обмотки статора непосредственно. При срабатывании хотя бы одного реле размыкается соответствующий контакт КА1-КАЗ в цепи катушки контактора КМ. И электродвигатель отключается от сети.

## ТЕМА НОМЕРА:

Защита электродвигателя от перегрузки осуществляется токовой защитой, реагирующей на возрастание тока, а также температурной защитой. Токовая защита выполняется электромеханическими, полупроводниковыми или электротепловыми реле. Защита двигателей от перегрузки не должна срабатывать при кратковременных перегрузках, поэтому она имеет выдержку времени и может действовать на отключение, на сигнал или на разгрузку механизма двигателя.

Защиту от перегрузки устанавливают, когда, например, необходимо ограничить длительность пуска или самозапуска двигателей при пониженном напряжении.

Защита от перегрузки (рис. 1а), выполняемая с помощью электромагнитных реле, содержит реле тока (КА4) и реле времени (КТ).

Если защита должна отключать двигатель и при обрыве фазы, то ее выполняют двухфазной. Двухфазной должна быть защита и при наличии плавких предохранителей, используемых для защиты двигателя от КЗ.

При длительной перегрузке и при затянувшемся пуске двигателя реле времени КТ успевает сработать и, размыкая контакт КТ в цепи катушки контактора КМ (рис. 1), отключит двигатель.

Условие выбора тока срабатывания реле тока:

$$I_{с.р} \geq k_{отс} k_{сх} I_{д.ном} / (k_B K_f);$$

$$I_{с.р} \leq 0,75 k_{сх} I_{п} / K_f,$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки;  $K_{отс} = 1,1-1,2$ ;  $K_B$  – коэффициент возврата;  $K_B = 0,8$ ;  $k_{сх}$  – коэффициент схемы;  $I_{п}$  – пусковой ток двигателя;  $K_f$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

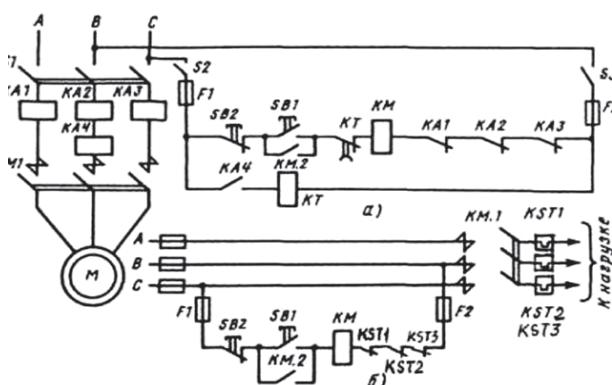


Рис. 1. Принципиальная схема защиты электродвигателя напряжением ниже 1 кВ:

а – от междуфазных КЗ и перегрузки; б – от перегрузки с помощью электротепловых реле

По первому условию реле не должно срабатывать в нормальном режиме работы двигателей; по второму условию реле должно приходить в действие при пусках двигателя, если пуск затянулся;  $t_{сз} = 3с$ .

Токи срабатывания полупроводниковых расцепителей автоматических выключателей для срабатывания защиты двигателей от перегрузки выбирают по приведенным выше условиям. Защита считается эффективной, если:

$$I_{с.з.} \leq (1,2 \dots 1,4) I_{д.ном}.$$

Последнее условие не выполняется расцепителями автоматических выключателей «Электрон» из-за низкого  $K_B = 0,75$  и значительного  $K_{отс} = 1,3 \dots 1,5$ . Полупроводниковые расцепители автоматических выключателей «Электрон», АЗ700, ВА имеют регулируемую выдержку времени (4... 16) при кратности тока, равной  $b_{I_{РАСЦ.НОМ}}$  – Это обеспечивает недействие защиты в нормальном пусковом режиме.

Защита от перегрузки, выполняемая с помощью тепловых расцепителей или электротепловых реле автоматических выключателей, получается наиболее эффективной, если  $I_{РАСЦ.НОМ} = I_{д.ном}$ .

На рис. 1б показано использование электротепловых реле для защиты двигателя от перегрузки. А так как эта защита используется для защиты двигателя от работы на двух фазах, то для повышения надежности магнитный пускатель должен содержать три электротепловых реле (KST1, KST2, KST3). Номинальный ток электротеплового реле определяют по условию:

$$I_{р.ном} \geq I_{нг.ном} \approx I_{д.ном} / K_f,$$

где  $I_{нг.ном}$  – номинальный ток сменного нагревателя электротеплового реле.

Основными недостатками электротепловых реле являются следующие:

- 1) при КЗ нагреватель реле может перегореть раньше, чем реле отключит электродвигатель; поэтому эту защиту устанавливают при наличии быстросрабатывающей защиты от КЗ, например плавких предохранителей;
- 2) плохое согласование с тепловой перегрузочной способностью двигателей;
- 3) недостаточная стабильность параметров срабатывания в процессе эксплуатации (АЗ100).

На рис. 2 приведена принципиальная схема температурной защиты двигателя с использованием позистора (типа УВТЗ-2).

При допустимой температуре обмоток двигателя сопротивление позистора  $R = 150 \dots 450$  Ом и реле КЛ находятся в положении срабатывания, т.е. его контакт КЛ замыкает цепь катушки контактора КМ. В аварийных режимах, когда температура обмоток двигателя резко повышается, сопротивление

позисторов также резко увеличивается. При этом ток в обмотке реле *KL* уменьшается и оно возвращается в исходное состояние, размыкая цепь катушки *KM*. Электродвигатель отключается от сети.

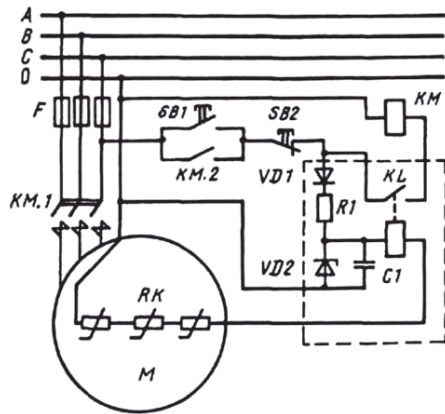


Рис. 2. Принципиальная схема температурной защиты электродвигателя напряжением до 1 кВ типа УВТЗ-2 с использованием терморезистора (позистора):

*KL* – промежуточное реле постоянного тока; *VD1, R1, VD2, C1* – стабилизированный выпрямитель; *RK* – позистор

Устройство УВТЗ-2 является также защитой от обрыва нулевого провода в сетях 0,4 кВ. Обрыв нулевого провода недопустим по технике безопасности, так как при этом нарушается связь между корпусом электродвигателя и заземленной нейтралью, что может привести к поражению людей электрическим током. Так, при обрыве нулевого провода напряжение на обмотке реле *KL* исчезает и электродвигатель отключается от сети.

Аппарат защиты минимального напряжения является также магнитный пускатель, или контактор, так как при напряжении менее  $(0,6...0,7) U_{ном}$  он автоматически отключается, а включить его можно с помощью схем управления при восстановлении напряжения в сети.

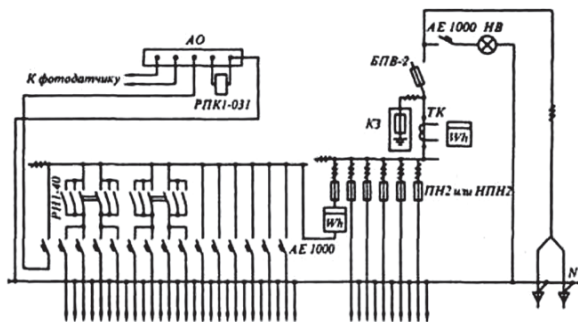


Рис. 3. Схема панели ВПУ на напряжение 0,4 кВ

При выполнении распределительной подстанции (распределительного пункта, силового пункта, распределительного щита, шкафа и т.д.) на напряжение до 1 кВ используют стандартные панели, на которых устанавливают комплекты из рубильников с предохранителями или из рубильников с автоматическими выключателями, иногда с контакторами. Схема панели распределительного щита с рубильниками и предохранителями РПС-2 и трансформаторами тока ТК-20 дана в трехфазном исполнении на рис. 4.

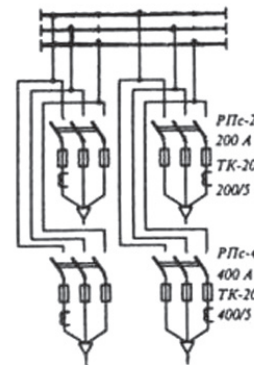


Рис. 4. Схема панели распределительного щита на четыре линии с рубильниками и предохранителями на напряжение 0,4 кВ

При составлении схемы распределительной подстанции (РП) нагрузки и отходящие линии подбирают таким образом, чтобы РП не получилась громоздкой и дорогостоящей, но в то же время была устойчива к токам КЗ. При линиях небольших сечений нагрузки группируют по мелким магистралям. В случае применения рубильников с предохранителями пропускную способность отходящих линий для силовой нагрузки рекомендуется принимать равной 250 и 400 А. Сечения проводов и кабелей выше 150 мм<sup>2</sup> применять не рекомендуется.

В схемах РП для силовых и осветительных сетей должно быть обеспечено отключение всей РП без нарушения работы остальных РП, питающихся от одной магистрали. Для силовых РП это достигается применением общих рубильников на вводе, причем при питании группы РП «цепочкой» каждая РП может быть отключена без нарушения работы самой цепочки.

Для потребителей, требующих более надежного электроснабжения, применяют РП с двумя рубильниками или контакторами на вводе для подключения к независимым источникам питания. Ответвления от РП защищают предохранителями или автоматическими выключателями.



**В.Каргапольцев,  
начальник лаборатории  
теплоэнергоресурсов  
Кировского центра  
стандартизации  
и метрологии**

## ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Современные стандарты большинства стран мира, в том числе и России, предъявляют все более высокие требования к повышению безопасности работы персонала и росту экономической эффективности во всех отраслях промышленности. Эти факторы определяют потребность в защите и наблюдении за оборудованием и механизмами, приводимыми в действие асинхронными электродвигателями. Пренебрежение указанными требованиями приводит к непредвиденному и значительному ущербу от снижения срока службы оборудования до повышения вероятности травмирования персонала.

На сегодняшний день существует три направления развития систем защиты:

- механические;
- электромеханические;
- электронные.

К первой группе относятся различные механические устройства, обеспечивающие разрыв вала двигателя с нагрузкой при перегрузках двигателя (фрикционные муфты). Электромеханические системы осуществляют контроль величины тока нагрузки и отключают питающую сеть при перегрузках и коротких замыканиях (автоматический выключатель с тепловым и электромагнитным расцепителями).

Для повышения эффективности и снижения стоимости конечного продукта специалисты предприятий различных отраслей промышленности реализуют проекты, направленные на модернизацию

электропривода машин и механизмов. Наиболее рационально эти цели могут быть достигнуты применением электронных систем защиты. В настоящее время разработаны различные методы определения режима работы двигателя. Наибольшее распространение получили две идеологии: углофазовый метод, реализованный в большинстве импортных дорогостоящих устройствах, и контроль параметров двигателя по величине действующего тока в каждой из питающих фаз. Второй метод положен в основу работы монитора тока двигателя (МТД), разработанного кировским предприятием «Энергис» на основе 12-летнего опыта работы по обеспечению безаварийного режима работ электродвигателей (фото 1). С одной стороны, он мо-



Фото 1.

жет предотвратить поломки оборудования и травмы персонала, подавая сигналы управления при ненормальной нагрузке двигателя, с другой – при своей сравнительно небольшой стоимости, монитор с успехом заменяет более дорогое и трудоемкое в обслуживании оборудование.

Монитор имеет набор различных выходных сигналов (реле, стандартный токовый и др.), а также органов управления (кнопки, переключатели, различные интерфейсы) и может быть легко встроен в различные системы управления и автоматизации промышленного оборудования.

МТД, кроме доступной для российских производителей цены, обладает целым рядом преимуществ. Наличие функции автоматической настройки позволяет простым и доступным способом получить высокоэффективную защиту

от недогрузки или перегрузки вследствие заклинивания, обрыва ремня или цепи, сухой работы или повреждения подшипников.

Возможности МТД включают в себя:

- задержку при реверсе двигателя от 1 до 99 секунд;
- задержку отключения двигателя при перегрузке (недогрузке) от 1 до 99 секунд;
- отображение текущего тока любой фазы на дисплее.

Действующее значение тока нагрузки в каждой фазе измеряется при помощи трех гальванически изолированных датчиков тока.

Простое и удобное меню позволяет запрограммировать параметры срабатывания МТД:

- перегрузка относительно номинального тока;
- недогрузка относительно номинального тока;
- время задержки перед включением двигателя в противоположном направлении (реверс);

- время задержки отключения при 4-кратной перегрузке;
- время задержки отключения при перегрузке;
- время задержки отключения при недогрузке.

**Основные свойства МТД.** При активации режима автоматической настройки, обычно при первом запуске, МТД по истечении 15 секунд записывает номинальный ток двигателя и уста-

навливает параметры защиты. Наличие возможности установки величины перегрузки и недогрузки, а также длительности задержки срабатывания защиты при возникновении аварии позволяет реализовать в одном приборе функции монитора недогрузки и монитора перегрузки. МТД защищает электрооборудо-



вание от следующих аварийных ситуаций:

- превышения номинального тока в 4 раза;
- перегрузки;
- недогрузки;
- обрыва любой из фаз.

В 2002 году на муниципальном предприятии тепловых сетей г. Кирова провели испытания МТД, где они были установлены на электродвигателях насосов системы отопления центральных тепловых пунктов. По завершении испытаний получено заключение, рекомендовавшее МТД для широкого применения в производстве. Также отмечено, что предложенное устройство реализует защиту двигателя в более полном объеме, чем применяемые ранее устройства ФУЗ-МУ, АЗДМ, УЗД, БТЗ.

Количество реализованных функций, простота и удобство в работе, а также невысокая цена для оборудования такого класса делают МТД лидером среди защитных приборов и оборудования.



**В.Абрамкин,  
Г.Быстрицкий,  
ООО «Полиснабкомплект**

## НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ КАБЕЛИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ\*

В настоящее время нагревательные кабели широко применяются в промышленности, строительстве, сельском хозяйстве и быту. По конструкции различают два основных вида: резистивные и саморегулирующиеся.

*Резистивный* (внешне он напоминает радиочастотные кабели для передачи телевизионных сигналов) преобразует протекающий по нему электрический ток в тепло, фактически это нагревательный элемент, выполненный по кабельной технологии. В любом кабеле (проводе) 1–3 % передаваемой электроэнергии преобразуется в тепло (эту величину стараются снизить). В нагревательных же кабелях вся мощность должна быть преобразована в тепло, причем выделение ее на единице длины кабеля (удельное тепловыделение) – важнейший технический параметр.

Потребителю предлагают нагревательные секции – отрезки кабеля фиксированной длины, соединенные специальными муфтами, так называемыми «холодными концами» – отрезками соединительных проводов, предназначенными для соединения «горячего» кабеля с электрической сетью. Длина «холодных концов» также фиксирована и составляет (у всех производителей) от 0,75 до 2 м, чего обычно вполне достаточно для вывода проводов в

распаечную коробку. Холодные провода с постоянно нагревающимся и остывающим нагревательным кабелем соединяют муфтами. От надежности муфт и нагревательных секций зависит срок службы всей системы, поэтому их испытывают в весьма жестких условиях. Нагревательные кабели, выпущенные ведущими производителями из современных материалов, имеют сроки службы 25–50 лет, нагревательные секции – не менее 15–20 лет.

Сегодня наиболее распространены две конструкции резистивных нагревательных кабелей – одножильный экранированный и двухжильный. Нагревательная секция первого содержит две муфты и два «холодных конца», у второго секция с одной стороны армируется концевой заглушкой. Соответственно различны и схемы укладки (рис. 1). Для двухжильного она проще, однако такой кабель несколько дороже, так как по всей длине вдоль нагревательной жилы уложена питающая жила, причем вся конструкция покрыта металлическим экраном (оплеткой) и защитной оболочкой. Наличие экрана обязательно по требованиям ПУЭ (в своем сечении он должен быть эквивалентен 0,75 мм<sup>2</sup> медного проводника). На поверхности кабеля есть маркировка, позволяющая определить его тип, напряжение питания, удельную мощность и дату выпуска.

На российском рынке распространены нагревательные кабели производства De-Vi (Дания), Теплолюкс ССТ (Россия), CEILHIT (Ис-

\* При подготовке обзора использованы материалы фирм-изготовителей.

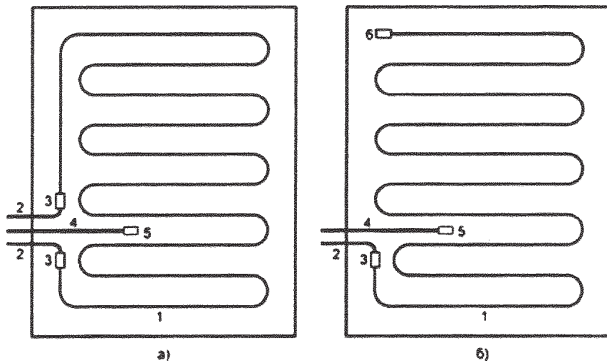


Рис. 1. Схемы укладки одножильного (а) и двухжильного (б) нагревательных кабелей:

1 – нагревательный кабель; 2 – проводники питания; 3 – место соединения; 4 – контрольный кабель; 5 – датчик температуры; б – концевая заглушка

пания), ENSTO (Финляндия), NEXANS (Норвегия), KIMA (Швеция). Кабели разных производителей имеют конструктивные отличия. На рис. 2 представлен одножильный экранированный низкотемпературный резистивный нагревательный кабель NEXSANS, имеющий следующие характеристики:

- напряжение питания – от 120 до 277 В;
- удельная мощность при 220 В – 15,5 Вт/м;
- сопротивление изоляции – более 500 МОм;
- диаметр по всей длине – 6,5 мм;
- минимальный радиус изгиба – 5 диаметров;
- максимальная рабочая температура поверхности – 65 °С;
- электроизоляция – “сшитый” эполиэтилен;

- защитная оболочка – модифицированная ПВХ;
- экранирующая оболочка для обеспечения абсолютной герметизации кабеля и увеличения его механической прочности – сплошная алюминиевая TXLP/1) или свинцовая (в кабеле ТКХР/1) трубка.

Саморегулирующийся кабель имеет ступенчатую характеристику удельной мощности (из-за наличия специальной полупроводниковой саморегулирующейся матрицы), что позволяет существенно сократить затраты электроэнергии. На рис. 3 представлен кабель G-TRACE, специально разработанный для систем обледенения водостоков. Сечение кабеля 6,0 x 13,2 мм, минимальный радиус изгиба – 20 мм; минимальная температура воздуха – –30 °С.

Рассмотрим применение нагревательных кабелей в различных целях.

**Подогрев полов в помещениях различного назначения.** Жилые помещения можно условно разделить на две типа – с сухими полами (жилая комната, прихожая, кухня, гостиная и др.) и влажными (ванная комната, бассейн, предбанник и др.). В связи с различными коэффициентами теплоотдачи этих полов и субъективным ощущением тепла удельная установочная мощность при одинаковой температуре должна быть различной: для сухих полов – в диапазоне 70–100 Вт/м<sup>2</sup>, для влажных – 100–140 Вт/м<sup>2</sup>. Система обогрева должна обеспечивать температуру на поверхности пола +27 °С (при температуре воздуха в помещении +20 °С). С учетом выше-

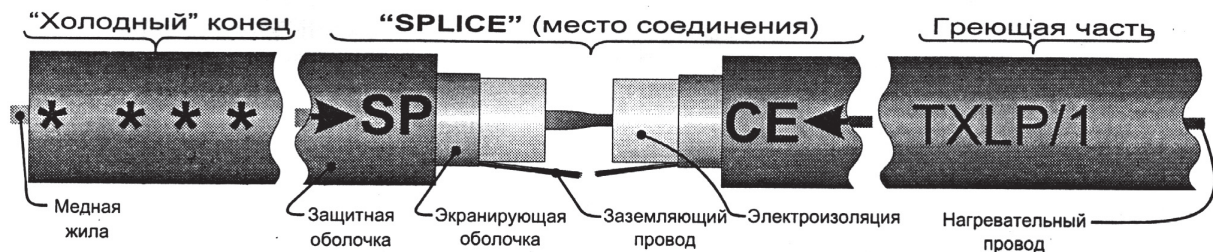


Рис. 2. Устройство низкотемпературного резистивного нагревательного кабеля

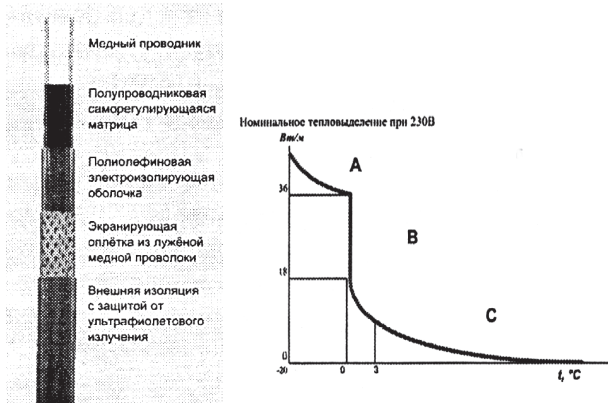


Рис. 3. Устройство (а) и характеристика (б) саморегулирующегося кабеля G-TRACE

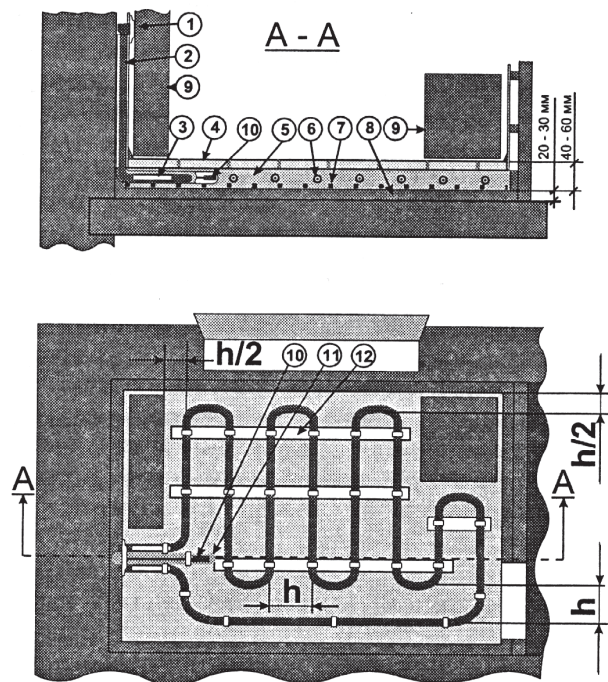


Рис. 4. Схема укладки кабеля в системе «Теплый пол»:

1 – термостат; 2 – «холодные концы» кабеля; 3 – «Splice» (место соединения); 4 – напольное покрытие; 5 – бетонная стяжка; 6 – греющая часть кабеля; 7 – арматурная сетка; 8 – слой теплоизоляции; 9 – стационарная мебель; 10 – датчик температуры; 11 – монтажная трубка; 12 – монтажная лента

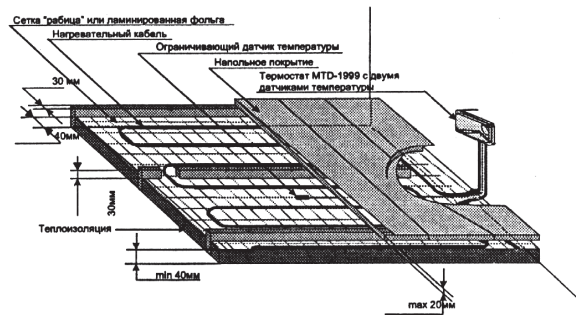


Рис. 5. Укладка кабеля в деревянных полах

перечисленных рекомендаций кабель выбирают по таблицам (пример – табл. 1).

Основой данной системы отопления является низкотемпературная отопительная панель, теплоизолированная от ограждающих конструкций. Как правило, это бетонная стяжка пола с залитым в нее нагревательным кабелем соответствующей мощности; регулируют нагрев с помощью термостата с выносным датчиком температуры (рис. 4).

В качестве напольного покрытия в теплых полах могут использоваться практически любые материалы: кафельная плитка, линолеум, ковролин, ламинат, паркет из натуральной древесины толщиной не более 20 мм.

При укладке нагревательного кабеля дол-

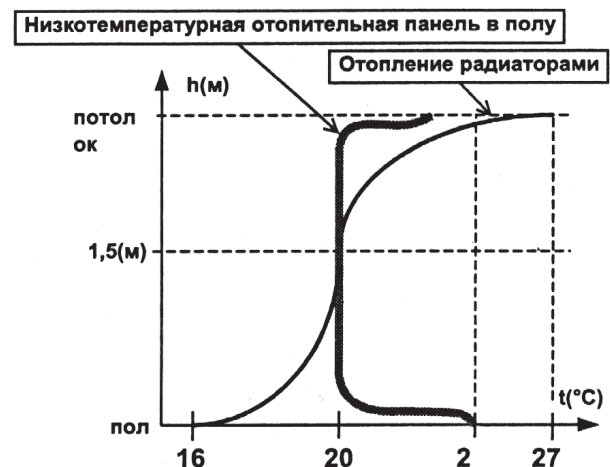


Рис. 6. Распределение температуры воздуха в помещении



Таблица 1

Выбор кабеля для систем «Теплый пол» по установленной мощности (двухжильный TXLP/2R)

Наименование комплекта	Мощность, Вт, при 220 В	Длина, м	Обогреваемая площадь, м <sup>2</sup> , при мощности, Вт/м <sup>2</sup>								
			60	80	100	120	150	200	250	300	400
300/17	274,5	17,65	4,6	3,4	2,7	2,3	1,8	1,4	1,1	0,9	0,7
400/17	366,0	23,53	6,1	4,6	3,7	3,0	2,4	1,8	1,5	1,2	0,9
500/17	457,5	29,41	7,6	5,7	4,6	3,8	3,0	2,3	1,8	1,5	1,1
600/17	549,0	35,29	9,1	6,9	5,5	4,6	3,7	2,7	2,2	1,8	1,4
700/17	640,5	41,18	10,7	8,0	6,4	5,3	4,3	3,2	2,6	2,1	1,6
840/17	768,5	49,41	12,8	9,6	7,7	6,4	5,1	3,8	3,1	2,6	1,9
1000/17	914,9	58,82	15,2	11,4	9,1	7,6	6,1	4,6	3,7	3,0	2,3
1250/17	1143,7	73,53	19,1	14,3	11,4	9,5	7,6	5,7	4,6	3,8	2,9
1370/17	1253,5	80,59	20,9	15,7	12,5	10,4	8,4	6,3	5,0	4,2	3,1
1700/17	1555,4	100,00	25,9	19,4	15,6	13,0	10,4	7,8	6,2	5,2	3,9
2100/17	1921,4	123,53	32,0	24,0	19,2	16,0	12,8	9,6	7,7	6,4	4,8
3300/17	2923,2	194,12	48,7	36,5	29,2	24,4	19,5	14,6	11,7	9,7	7,3
Шаг укладки, см			25,8	19,4	15,5	12,9	10,3	7,8	6,2	5,2	3,9

жны быть выполнены следующие условия:

- шаг укладки кабеля  $h$  рассчитывают по формуле:

$$h = S/L,$$

где  $S$  – обогреваемая площадь пола,  $L$  – длина нагревательной части кабеля;

- от краев обогреваемой площади кабель должен отстоять на  $h/2$  (полшага) укладки по всему периметру;

- минимальный шаг для данной системы обогрева – 8 см;

- нагревательная часть кабеля, включая надпись «SPICE», должна находиться в массиве бетона и не заходить под стационар-

но установленные мебель и оборудование (шкаф-купе, кухонную плиту, стиральную машину, холодильник и др.);

- перекрещивание нагревательной части кабеля не допускается.

В домах с облегченными конструкциями межэтажных перекрытий, как правило, трудно или невозможно выполнить бетонную стяжку пола, в таких случаях используют конструкцию с тепловой воздушной подушкой (рис. 5). Эти системы не аккумулируют тепло, но основную задачу – подогрев поверхности пола – выполняют с успехом.

Низкотемпературную отопительную панель располагают на полу (отсюда и распространенное название системы – «Теплый пол»),

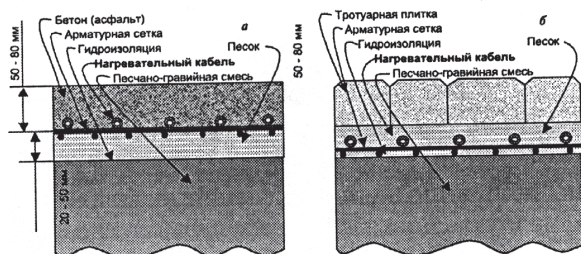


Рис. 7. Схема укладки нагревательного кабеля в дорожное полотно при бетонном или асфальтовом (а) и плиточном (б) покрытиях

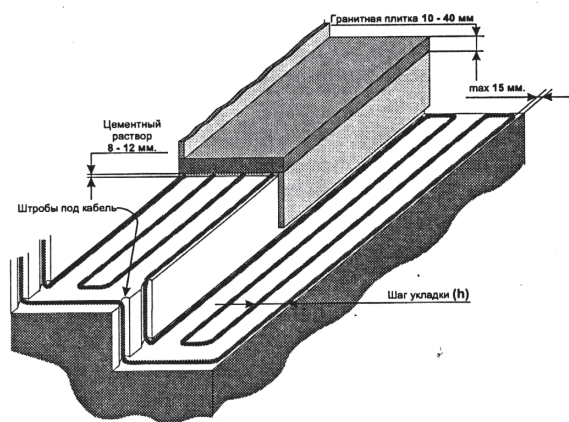


Рис. 8. Обогрев наружных лестничных маршей

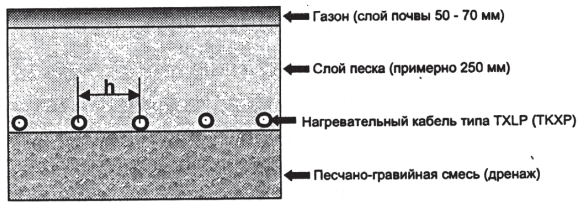


Рис. 9. Обогрев газонов и полей стадионов

но ее можно размещать и в стенах, и на потолке. График распределения температуры воздуха в помещении (рис. 6) показывает явное преимущество такого отопления по сравнению с прочими системами в создании наиболее комфортного и равномерного распределения тепла.

Необходимо отметить, что при этом практически отсутствуют сильные восходящие (конвективные) потоки воздуха, перемещающие пыль, а это значительно улучшает гигиенические характеристики помещения. Мелкие частицы пыли оседают на пол и легко удаляются при влажной уборке. Особые преимущества такая система отопления имеет в помещениях с высокими (выше 4 м) потолками, поскольку

примерно с этой высоты начинается отрицательный градиент температуры и энергия на обогрев верхних слоев воздуха не расходуется.

Для выбора установочной мощности системы «Теплый пол» теплопотери через ограждающие конструкции в помещении (с учетом потерь на вентиляцию и инфильтрацию) рассчитывают по правилам строительной теплофизики. Установочная мощность системы отопления равна расчетным теплопотерям. Далее рассчитывают удельную установочную мощность в пересчете на 1 м полезной площади помещения (площади пола, на которой можно уложить нагревательный кабель, соблюдая рекомендации). Если удельная установочная мощность системы превысит 150 Вт/м<sup>2</sup>, необходимо рассчитать максимальную температуру поверхности пола; если она меньше 32 °С – уменьшить установочную мощность системы за счет применения иных источников тепла (например, конвекторов).

Экономичность встроенных электрических систем отопления обусловлена следующими факторами:

1. Установочная мощность системы равна расчетным теплопотерям помещения и на 15% ниже, чем у традиционных (конвективных) си-

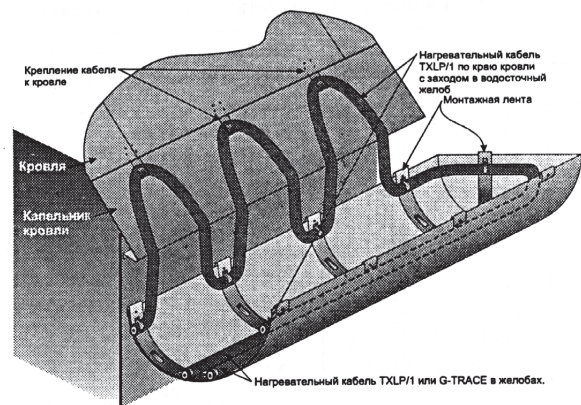
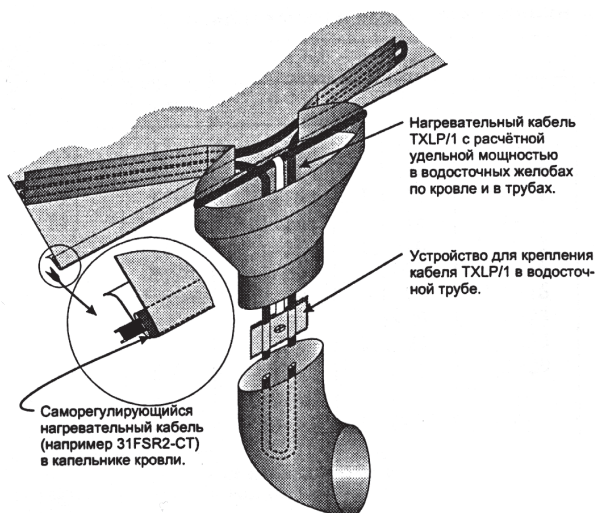


Рис. 10. Укладка кабеля на кровле, в водосточных трубах и желобах

стем.

2. Эффективное использование дополнительных бесплатных источников тепла (бытовых приборов, освещения, солнечной радиации и др.) благодаря наличию чувствительных термостатов в каждом помещении, позволяет снизить энергозатраты на 20–25 %.

3. Температура в помещении (при одинаковом комфорте) может быть на 2 °С ниже, чем в помещениях с традиционными отопительными приборами.

4. При транспортировке тепловой энергии потери могут достигать 30–40 %, а потери электроэнергии не превышают 10 %.

5. Большая тепловая емкость отопительной панели позволяет поддерживать комфортные условия в помещении даже при длительном (аварийном) отключении электропитания.

**Системы антиобледенения дорог, тротуаров, пандусов.** Существует несколько способов укладки нагревательного кабеля в системах антиобледенения; наиболее часто встречающиеся представлены на рис. 7. Установочная мощность системы для климатических условий Москвы и Санкт-Петербурга составляет:

200 Вт/м<sup>2</sup> – для защищенных площадей (погрузоразгрузочные платформы под навесом, остановки общественного транспорта и др.);

250 Вт/м<sup>2</sup> – для стадионов и газонов;

300 Вт/м<sup>2</sup> – для открытых погрузоразгрузочных площадок, пешеходных переходов и тротуаров, площадок хранения сыпучих строительных материалов;

400 Вт/м<sup>2</sup> – для сложных участков дорог и других площадей с жесткими требованиями. На рис. 8 показан пример системы антиобле-

денения наружных лестничных маршей, на рис. 9 – поля стадиона (работа стадиона продлевается на 2–3 мес. в год).

**Системы антиобледенения водостоков (защита кровли)** решают две задачи: защиту элементов кровли, водостоков и фасада от повреждений и снижение травматизма пешеходов и обслуживающего персонала. Грамотно спроектированная система практически исключает обслуживание кровли и водостоков в зимний период.

При проектировании определяют тип кровли (теплая или холодная), рассчитывают удельные теплопотери. Выбирают тип водосточных желобов (подвесные или по кровле), конструкцию капельника, материал желобов и водосточных труб (металлические или пластмассовые). Удельная мощность системы для холодной крыши – 35–40 Вт на метр водостока при пластмассовых подвесных желобах; 40–50 Вт – при металлических подвесных желобах; 50–60 Вт – при металлических желобах по кровле. При теплой кровле рекомендуется по ее кромке укладывать дополнительный нагревательный кабель (рис. 10а). В суровых климатических условиях такую конструкцию применяют и при холодной кровле. При этом удельную мощность кабеля в водосточных желобах и трубах необходимо увеличить на 20–25% от рекомендованной для данного типа желобов.

При подвесных желобах в капельник можно не закладывать нагревательный кабель; если желоба идут по кровле, в капельник желательнее заложить нагревательный кабель (рис. 10б), который предотвращает образование сосулек из снега, скопившегося на участке между желобом и краем кровли. Рекомен-

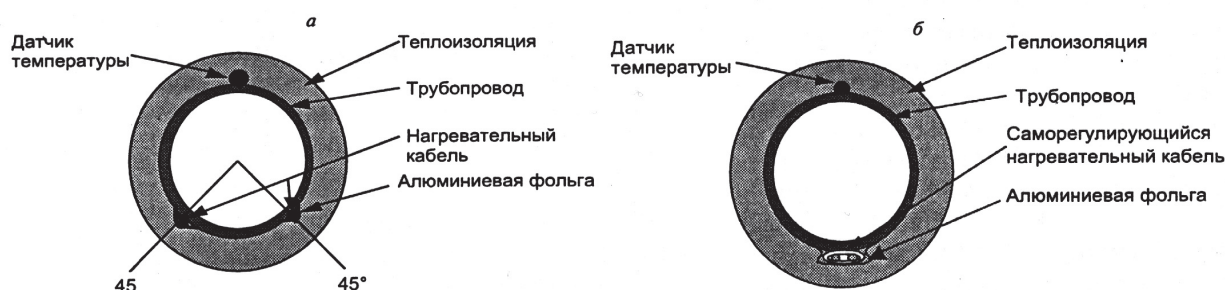


Рис. 11. Продольная установка резистивного (а) и саморегулирующегося (б) кабелей на обогреваемых трубах

Таблица 2

Выбор длины и удельной мощности кабеля по диаметру трубопровода и толщине теплоизоляции

Диаметр трубы, дюйм	Толщина теплоизоляции*, мм								
	9	13	20	25	40	50	75	100	150
½	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
¾	1,1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
1	1×16	1,1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
1 ¼	1,2×16	1×16	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
1 ½	1×23	1,1×16	1,1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
2	1,2×23	1×23	1×16	1,1×11	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
2 ½	1,2×29	1×29	1,1×16	1×16	1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
3	...	1×29	1×23	1,1×16	1,1×11	1×11	1×11	1×11	1×11
4	...	1,3×29	1,1×23	1×23	1×16	1,1×11	1×11	1×11	1×11
6	...	...	1,3×29	1,1×29	1×23	1,1×16	1,1×11	1×11	1×11
8	...	...	...	1,3×29	1,1×23	1×23	1×16	1,1×11	1×11
10	...	...	...	...	1,1×29	1,1×23	1,2×16	1×16	1×11

\* В качестве теплоизоляции применен вспененный полиэтилен с закрытыми порами ( $\lambda = 0,035$  Вт/м·°С). Минимальная температура воздуха –30 °С, трубы стальные оцинкованные.

дуются использовать саморегулирующийся нагревательный кабель (например, специально разработанный для таких систем G-TRACE), так как условия отвода тепла неравномерны по длине капельника.

**Сопровождающий обогрев трубопроводов** предназначен для поддержания желаемой температуры различных жидкостей и газов, предотвращения замерзания воды в трубах, резервуарах и других установках (рис. 10а). Основное внимание при монтаже системы следует обратить на изоляцию кабеля от непосредственного контакта с теплоизоляцией при помощи алюминиевой фольги (50–100 мкм) или аналогичного материала.

Теплопотери в трубопроводах определяют по справочным таблицам или по формуле:

$$q_l = 2\pi\lambda(T_{ж} - T_{oc})/\ln \frac{d_{нар}}{d_{вн}},$$

где  $q_l$  – удельные теплопотери на 1 м длины трубопровода (Вт/м);  $\lambda_{ж}$  – коэффициент теплопроводности изоляции трубы (Вт/м·°С);  $T_0$  – температура поверхности трубы (равная температуре жидкости внутри трубы), К;  $T_{oc}$  – температура окружающей среды, К;  $d_{нар}$  – внешний диаметр изоляции, мм;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр изоляции (равный внешнему диаметру трубы), мм. С учетом реального со-

стояния и качества изоляции для компенсации теплотерь тепловую мощность  $q_l$  принимают в 1,2–1,5 раза больше расчетной. Допустимая температура поверхности трубопровода – не более 50 °С.

Для трубопроводов с удельными теплопотерями до 30 Вт/м экономически выгоднее использовать двухжильный кабель (например, TXLP/2R), более 30 Вт/м – одножильный (TXLP/1). Оптимальным для сопровождающего обогрева трубопроводов и предотвращения замерзания водопроводов является применение специально разработанных для этих целей саморегулирующихся кабелей (способ установки – рис. 11б). Рекомендуемые типы саморегулирующихся кабелей: 12FSLe2-CT (удельная мощность 11 Вт/м); 12FSWe2-CT (11 Вт/м, можно использовать внутри трубы с питьевой водой); 17FSL2-CT (16 Вт/м); 25FSR2-CT (23 Вт/м); 31FSR2-CT (29 Вт/м). Для проектирования систем можно воспользоваться таблицами (табл. 2). Например, водопроводная труба диаметром 4 дюйма и длиной 15 м имеет теплоизоляцию толщиной 13 мм. Из таблицы получаем, что на 1 м трубы необходимо 1,3 м кабеля удельной мощностью 29 Вт/м, – 19,5 м кабеля 31FSR-CT.

Таким образом, нагревательные кабели – новое, но весьма перспективное направление применения электрической энергии в различных сферах нашей жизни.

**С. Сергеев,**  
генеральный директор  
НПА «Техно-АС»



## ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### КОЛЕБАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

При работе электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой в электросети возникают резкие толчки потребляемой мощности, вызывающие изменения напряжения сети, размахи которых могут достигнуть больших значений. Эти явления имеют место при работе прокатных электродвигателей, дуговых электропечей, сварочных машин и т.д. Указанные обстоятельства крайне неблагоприятно отражаются на работе всех электроприемников, подключенных к данной сети, в том числе и электроприемников, вызывающих эти изменения.

Так, например, если время сварки у контактных машин в пределах от 0,02 до 0,4 с, то колебания напряжения даже малой длительности сказываются на качестве сварки.

При колебаниях напряжения, в результате которых напряжение снижается более чем на 15% ниже номинального, возможно отключение магнитных пускателей, работающих электродвигателей.

На предприятиях с существенной синхронной нагрузкой колебания напряжения могут приводить к выпадению привода из синхронизма и расстройству технологического процесса.

Колебания напряжения отрицательно сказываются на работе осветительных приемников, приводят к миганиям ламп, которые при превышении порога раздражительности могут отражаться на длительном восприятии людей.

Колебания напряжения, имеющие место при работе крупных синхронных двигателей с резкопеременной нагрузкой, определяются с учетом пе-

реходных процессов, т.к. при этом мощность, потребляемая электродвигателем, значительно отличается от мощности установившегося режима.

В соответствующих точках системы колебание напряжения, вызываемое изменениями (набросами) активной нагрузки на  $\Delta P$  и реактивной нагрузки на  $\Delta Q$ , может быть ориентировочно определено по формуле:

$$\delta U = \frac{\Delta P r \pm \Delta Q x}{S_k Z} = \frac{\Delta P \frac{r}{x} \pm \Delta Q}{S_k \frac{z}{x}},$$

где  $\delta U$  – потеря напряжения, отн.ед.;

$\Delta P, \Delta Q$  – изменения (набросы) активной и реактивной трехфазной мощности электроприемника (МВт и МВАр);

$R, X$  – активное и реактивное сопротивление на фазу Ом;

$Z$  – полное сопротивление;

$S_k$  – мощность к.з. в точке, в которой проверяется колебания напряжения.

Соотношения между активными и индуктивными сопротивлениями элементов сети  $r/x$  – составляют:

воздушные линии 110–220 кВ	0,125–0,5;
кабельные линии 6–10 кВ	1,25–5;
токопроводы 6–10 кВ	0,04–0,1;
трансформаторы 2,5–6,3	0,06–0,143;
то же 63–500 МВА	0,02–0,05;
реакторы РБА 6–10 кВ до 1000 А	0,02–0,067;
паротурбинные генераторы 12–60 МВт	0,012–0,02;
то же 100–500 МВт	0,0075–0,01;
подстанции в распределительных сетях	0,067 и выше

*Продолжение. Начало в № 3/2004*

Активное сопротивление всех элементов сети, кроме кабелей, значительно меньше индуктивно-го. Но в заводских сетях крупных предприятий при широком внедрении токопроводов 6–10 кВ и глубоких вводов 110–220 кВ они становятся малопротяженными и их доля резко снижается. Поэтому они не оказывают большого влияния на результирующее значение отношения  $r/x$  в целом по предприятию. Это позволит упрощенно рассчитать колебания напряжения при резкопеременных ударных нагрузках.

Исходя из вышеприведенных соотношений  $r/x$  при расчетах колебания напряжения в среднем можно принять, что лежит она в пределах 0,1–0,03. При этом отношение  $z/x$  получается примерно равным 1. С учетом этих допущений:

$$\delta U = \frac{(0,1 \div 0,03) \Delta P \pm \Delta Q}{S_K} .$$

Учитывая малое отношение  $r/x$  элементов сети, активным сопротивлением вообще можно пренебречь. Тогда колебания напряжения можно определить еще по простой формуле:

$$\delta U = \pm \frac{\Delta Q}{S_K} .$$

На основе изложенного можно сделать вывод о том, что при заданных набросах  $\Delta P$  и  $\Delta Q$  значение колебаний определяется мощностью к.з. питающей сети, и чем последняя выше, тем меньше колебания.

Вторым существенным источником колебаний напряжения являются дуговые сталеплавильные печи (ДСП) (график на с. 39.). При работе ДСП имеют место частые отключения до 10 и более в течение одной плавки. Наиболее тяжелые условия получаются в период расплавления металла и в начале окисления. При этом возникают эксплуатационные толчки тока. Значение тока при толчке зависит от емкости печи, параметров печного трансформатора, полного сопротивления короткой сети.

Для отечественных ДСП можно принять:

Вместимость печи, т.	0,5–6	10–50	100–200
к.з.	(3,6–3,2)лн	(3,2–2,3)лн	(1,4–2,2)лн

При совместном питании ДСП и так называемой «спокойной» общецеховой нагрузке размах изменения напряжения  $\delta U$  на шинах вторичного напряжения 6–10 кВ понизительного трансформатора ГПП можно с достаточной для практических целей точностью определить по формуле:

$$\delta U = \frac{S_r}{S_K} 100\% .$$

Таким образом, значения размахов изменения напряжения в основном определяется мощностью к.з. питающей сети.

## МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ КОЛЕБАНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ

В первую очередь предусматриваются оптимальные решения схемы электроснабжения с минимальными дополнительными затратами, к числу которых относятся:

- приближение источников высшего напряжения к электроприемникам с резкопеременной нагрузкой;
- питание резкопеременных и спокойных нагрузок от отдельных трансформаторов;
- соблюдение оптимального уровня мощности к.з. в сетях, питающих электроприемники с резкопеременной нагрузкой в пределах 750–10000 МВА.

Если эти мероприятия оказываются недостаточными, то предусматриваются специальные устройства и установки для уменьшения размахов изменений напряжения.

## СПЕЦИАЛЬНЫЕ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИЕ СИНХРОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ (СК)

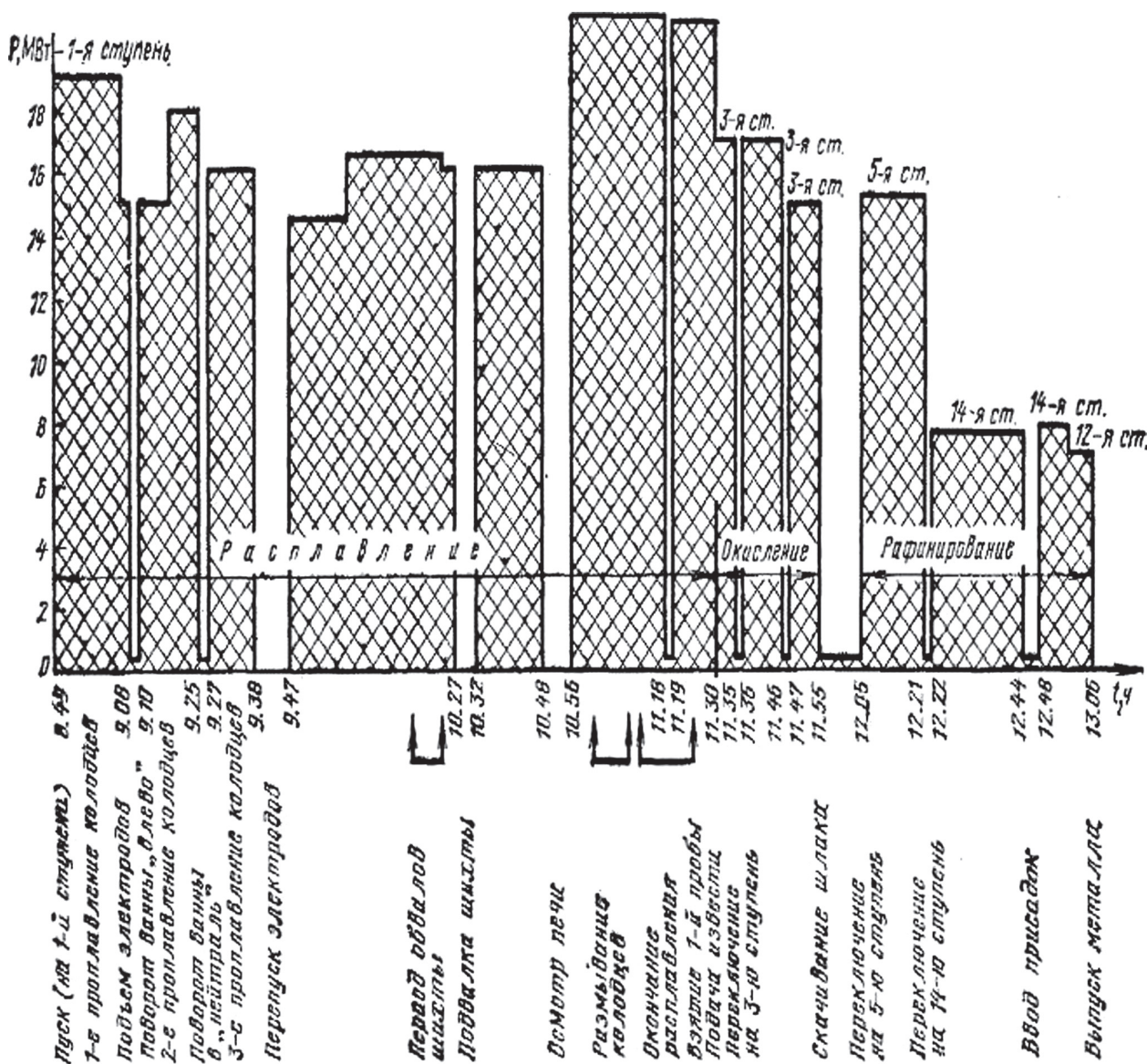
Наиболее эффективным средством для ограничения колебания напряжения является синхронный компенсатор толчковой нагрузки со специальными параметрами, с быстродействующим тиристорным возбуждением, большой кратностью форсировки возбуждения, работающий в так называемом «режиме слежения» за реактивным током подключенных потребителей электроэнергии. Мощность СК определяют исходя из параметров графика нагрузки объекта, подлежащих компенсации.

Предусматривается регулирование реактивного тока таким образом, чтобы емкостной реактивный ток СК соответствовал реактивной толчковой нагрузке, имеющей индуктивный характер.

## СИНХРОННЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Для ограничения размахов изменений напряжения при резкопеременных толчковых нагрузках используются также синхронные двигатели (СД) со спокойной нагрузкой, присоединяемые к общим шинам с вентильными преобразователями. При этом СД должны иметь необходимую располагаемую мощность, быстродействующее возбуждение (тиристорное) с высоким потолком форсировки и

График нагрузки дуговой сталеплавильной печи ДСП вместимостью 100 т



быстродействующий автоматический регулятор возбуждения.

## СТАТИЧЕСКИЕ ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (ИРМ)

ИРМ характеризуется высоким быстродействием, плавным изменением реактивной мощности, безынерционностью.

В качестве примера на рис. 1 приведена схема статического ИРМ с параллельным включени-

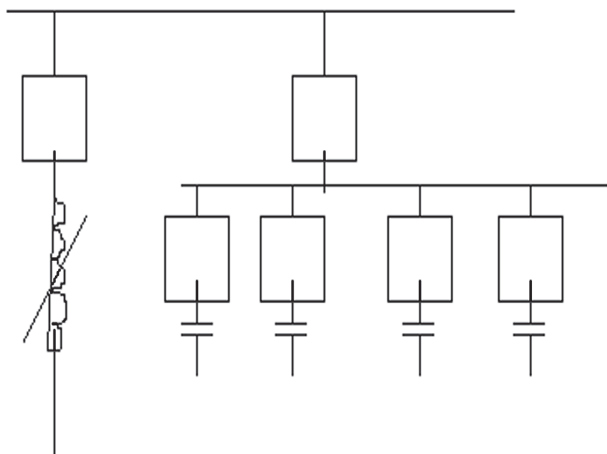
ем регулируемой индуктивности и нерегулируемой емкости. В качестве индуктивности принят управляемый реактор с подмагничиванием, в качестве емкости – конденсаторная батарея.

Суммарная мощность ИРМ:

$$Q = Q_L - Q_C$$

где  $Q_L$  – мощность, потребляемая реактором  
 $Q_C$  – мощность генерируемая конденсаторной батареей.

Рис. 1.



Значение и направление мощности ИРМ в каждый момент зависят от регулируемой мощности  $Q_{\Sigma}$ .  $Q_{\Sigma}$  выбирается равной или несколько меньше ожидаемого наброса реактивной мощности. При набросе реактивной мощности ИРМ повышается до максимального значения, равного  $Q_{\Sigma}$ , а при сборе понижается до минимального значения.

## ОТКЛОНЕНИЯ И КОЛЕБАНИЯ ЧАСТОТЫ

Нарушение баланса между мощностью, вырабатываемой генератором электростанции или энергосистемы, и мощностью, требуемой промышленными предприятиями, приводит к изменению частоты тока электросети.

Основной причиной возникновения колебаний частоты являются мощные приемники электроэнергии с резкопеременной активной нагрузкой (тиристорные преобразователи главных приводов прокатных станов). Активная мощность этих приемников изменяется от нуля до максимального значения за время менее 0,1с, вследствие чего колебания частоты могут достигать больших значений.

Изменения частоты даже в небольших пределах влияют на работу электросетей и приемников электроэнергии. Понижение частоты тока приводит к увеличению потерь мощности и напряжения в электросетях и к недовыработке продукции. Влияние снижения частоты на потребляемую мощность электроприемников различно:

1) потребляемая мощность приемниками электроосвещения, электропечами сопротивления и дуговыми электропечами практически незначительно зависит от частоты;

2) мощность, забираемая механизмами с постоянным моментом на валу (металлорежущие станки, поршневые насосы, компрессоры и др.), пропорциональна частоте;

3) потери мощности в сети пропорциональны квадрату частоты;

4) потребляемая механизмами с вентиляторным моментом сопротивления (центробежные насосы, вентиляторы, дымососы и др.) мощность пропорциональна частоте в третьей степени;

5) у центробежных насосов, работающих на сеть с большим статическим напором (противодавлением), например у питательных насосов котельных, потребляемая мощность пропорциональна частоте в степени выше третьей.

Изменение частоты существенно влияет на работу приборов и аппаратов, применяемых в телевидении, вычислительной технике.

Разгрузка энергосистемы при образовавшемся недостатке мощности осуществляется устройствами автоматической частотной разгрузки (АЧР) или вручную персоналом энергосистемы путем отключения потребителей по питающим линиям (трансформаторам) по специально разработанному так называемому аварийному графику (АГ). Устройства АЧР предназначены для разгрузки энергосистемы при авариях, вызывающих большой дефицит мощности. Величина АЧР принимается не менее 50% нагрузки энергосистемы с разбивкой на очереди с различными объемами разгрузки и различными установками автоматов по частоте и выдержке времени.

Разгрузка энергосистемы персоналом вручную по аварийному графику (АГ) применяется также в случае возникновения дефицита мощности из-за аварии. График АГ разрабатывается в размере 15% нагрузки системы с разбивкой на очереди по мощности.

Частотная разгрузка применяется совместно с частотным автоматическим повторным включением (ЧАПВ), восстанавливающим электроснабжение отключенных потребителей.

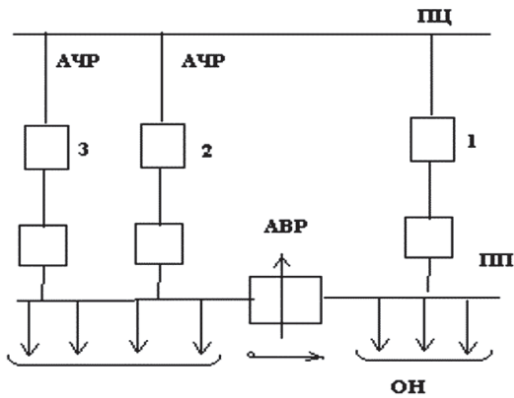
Устройства АВР используются на предприятиях без учета общих интересов электроснабжения потребителей при возникающих дефицитах мощности в энергосистеме. Резервирование потребителями отключенной АЧР нагрузки с помощью АВР на оставленные в работе линии снижает эффективность АЧР, что может привести к развитию аварии в энергосистеме.

Правильное использование АВР в сетях потребителей может быть обеспечено за счет рационального размещения АВР и согласования действия АВР с действиями АЧР.

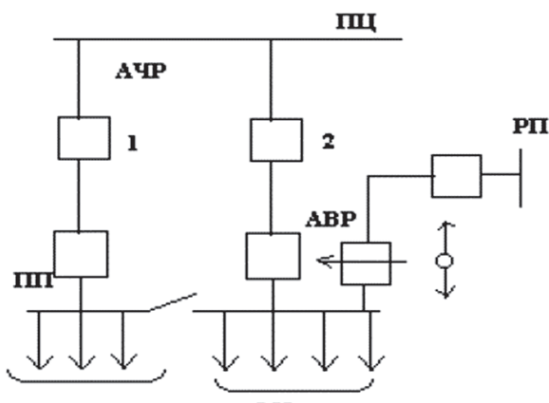
На рис. 2 показаны основные принципы выбора и размещения АВР и АЧР в наиболее простых схемах электроснабжения.



Рис. 2.



а) при электроснабжении от одного питающего центра;



б) от питающего центра и распределительной сети:

ПЦ – питающий центр;  
РП – п/ст потребления;  
ОН – ответственные нагрузки

Для первого случая рис. 2а АВР необходимо устанавливать одностороннего действия только для резервирования ответственных нагрузок линии 1. Под АЧР можно поставить линии 2 и 3.

При таком размещении АВР обеспечивается резервирование ответственных нагрузок потребителя при аварийном отключении линии 1 и реальное снятие нагрузки по линиям 2 и 3 при работе АЧР.

Для второго случая (рис. 2б) АВР может быть двустороннего действия, если, во-первых, пропускная способность линии 2 позволяет резервировать соответствующую нагрузку распределительной сети и, во-вторых, если питающие РП линии не поставлены, в свою очередь, под АЧР.

## СХЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ АЧР

Существуют два метода АЧР: по абсолютному значению частоты и по скорости изменения частоты.

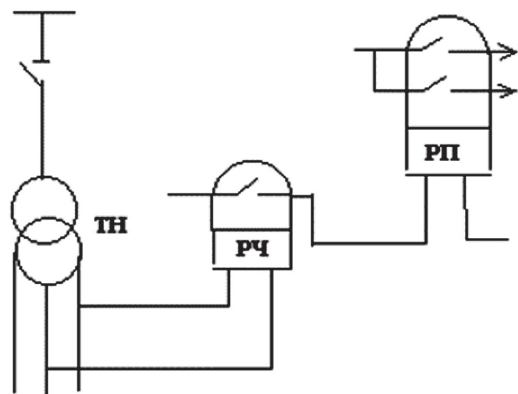


Рис. 3.

Схема устройства АЧР по абсолютному значению частоты.

Первый метод АЧР чаще всего применяется в системе электроснабжения промышленных предприятий. Он заключается в срабатывании реле частоты РЧ при определенном ее значении, задаваемом энергосистемой, что приводит к отключению части потребителей через промежуточное реле РП.

Второй метод АЧР с отключением потребителей в определенной очередности применяется обычно в энергосистемах.

При снижении частоты срабатывает частотное реле 1Ч, которое через промежуточное реле 1П дает импульс (без выдержки) на отключение первой очереди потребителей (контакты 10). Одновременно получает питание через промежуточное реле 2П специальное электродвигательное реле времени 2В.

Если после отключения первой очереди потребителей частота в сети не восстанавливается, то срабатывает частотное реле 2Ч и отключается вторая очередь через промежуточное реле 3П (контакты 20). Далее через контактное кольцо электродвигательного реле 2В отключаются остальные очереди (контакты 30–90).

Если после отключения указанных очередей не восстанавливаются до номинального уровня, то через реле 1В с максимальной выдержкой времени отключается последняя специальная очередь потребителей (контакты СО) (рис. 4).

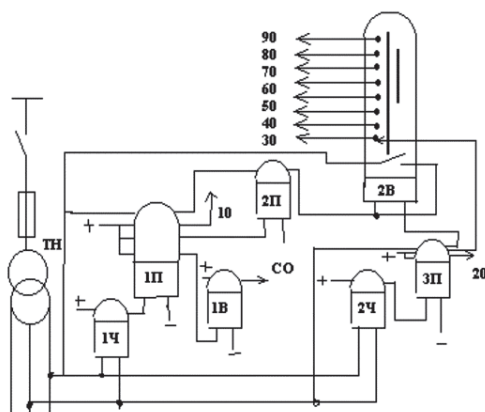


Рис. 4. Схема устройства АЧР по скорости снижения частоты.

## НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТЬ ФОРМЫ КРИВОЙ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКА

На современных промышленных предприятиях значительное распространение получили нагрузки, вольт-амперные характеристики которых нелинейны. К их числу относятся тиристорные преобразователи, установки дуговой и контактной сварки, электродуговые сталеплавильные и руднотермические печи, газоразрядные лампы и др. Эти нагрузки потребляют из сети ток, кривая которого оказывается несинусоидальной, в результате возникают нелинейные искажения кривой напряжения сети, или несинусоидальные режимы.

Несинусоидальные режимы неблагоприятно сказываются на работе силового электрооборудования, систем релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Возникающие при этом экономические ущербы обусловлены главным образом ухудшением энергетических показателей, снижением надежности функционирования электросетей и сокращением срока службы электрооборудования.

Основной круг вопросов, составляющих содержание проблемы несинусоидальности, сводится к следующему:

- оценка электромагнитной совместимости источников высших гармоник и других нагрузок;
- количественная оценка высших гармоник тока, генерируемых различными нелинейными нагрузками, и прогнозирование значений высших гармоник тока и напряжения в электросетях;
- снижение уровней высших гармоник.

Известно, что любую несинусоидальную периодическую функцию  $f(\omega t)$  с периодом  $2\pi$ , удовлетворяющую условию Дирихле, можно представить в виде суммы постоянной величины и бесконечного ряда синусоидальных величин с кратными частотами. Такие синусоидальные составляющие называются гармониками.

Синусоидальная составляющая, период которой равен периоду несинусоидальной периодической величины, называется основной гармоникой. Остальные составляющие синусоиды с частотами со второй по  $n$ -ю называются высшими гармониками.

Согласно теореме Фурье, мгновенное значение функции  $f(\omega t)$  может быть представлено тригонометрическим рядом:

$$f(\omega t) = A_0 + \sum_{v=1}^{\infty} (a_v \cos v\omega t + b_v \sin v\omega t),$$

где  $A_0$  – постоянная составляющая;  
 $v$  – номер гармоники;  
 $a, b$  – коэффициенты ряда Фурье;  
 $n$  – номер последней из учитываемых гармоник.

Коэффициенты ряда Фурье определяются по формулам:

$$a_v = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \cos(v\omega t) d\omega t;$$

$$b_v = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \sin(v\omega t) d\omega t.$$

Амплитуду  $v$ -й гармоники определяют из выражения:

$$A_v = \sqrt{a_v^2 + b_v^2},$$

а начальную фазу  $v$ -й гармоники:

$$\varphi_v = \arctg\left(\frac{b_v}{a_v}\right).$$

Токи высших гармоник, проходя по элементам сети, вызывают падения напряжения в сопротивлениях этих элементов, которые, накладываясь на основную синусоиду напряжения, приводят к искажению формы кривой напряжения.

## ОСНОВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЖИРНЫХ ГАРМОНИК

### Вентильные преобразователи

Полупроводниковые преобразовательные устройства находят широкое применение на заводах черной и цветной металлургии и предприятиях химической промышленности. Потребителями постоянного тока на предприятиях являются регулируемый электропривод, электролизные установки, гальванические ванны, электрифицированный железнодорожный транспорт, магнитные сепараторы и другие технологические установки.

На промышленных предприятиях наибольшее применение получили трехфазные мостовые схемы, которые являются также основой для построения более сложных схем мостовых преобразователей.

Для мостового преобразователя кривая сетевого тока при соединении первичной обмотки трансформатора преобразователя в звезду имеет вид, показанный на рис. 5.

Форма кривой зависит от угла управления  $\alpha$ , задаваемого системой импульсно-фазового управления, и угла коммутации  $\gamma$ .

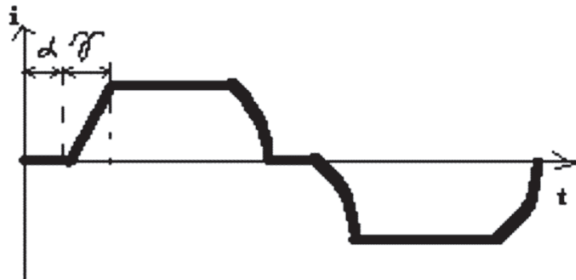


Рис.5.

Порядок (номера) гармоник сетевых токов определяется выражением:

$$v = kp \pm 1,$$

где  $p$  – число фаз преобразователя;  
 $k = 1, 2, 3, \dots$

Для мостового преобразователя, у которого  $p=6$ ,  
 $v=5; 7; 11; 13; 17; 19; 23; 25; \dots$

Амплитуда  $v$ -й гармоники определяется выражением:

$$I_{vm} = \sqrt{I_{va}^2 + I_{vp}^2},$$

где

$$I_{va} = \frac{2\sqrt{3}E_m}{v\pi X_c} \sin \frac{v\pi}{3} \left\{ \frac{1}{v+1} \sin \left[ (v+1) \frac{\gamma}{2} \right] \sin[(v+1)\psi] - \frac{1}{v-1} \sin \left[ (v-1) \frac{\gamma}{2} \right] \sin[(v-1)\psi] \right\};$$

$$I_{vp} = \frac{2\sqrt{3}E_m}{v\pi X_c} \sin \frac{v\pi}{3} \left\{ -\frac{1}{v+1} \sin \left[ (v+1) \frac{\gamma}{2} \right] \cos[(v+1)\psi] + \frac{1}{v-1} \sin \left[ (v-1) \frac{\gamma}{2} \right] \cos[(v-1)\psi] \right\};$$

$E_m$  – амплитуда ЭДС питающей энергосистемы;

$\psi = \alpha + \gamma/2$  – угол сдвига по фазе между кривыми ЭДС  $v$ -й гармоники сетевого тока.

Начальная фаза сдвига  $v$ -й гармоники определяется достаточно точно по формуле:

$$\psi_v = v\psi.$$

В практических расчетах  $\psi$  удобно находить по выражению:

$$\psi = \arccos \frac{U_a}{U_{a0}},$$

где  $U_a$  и  $U_{a0}$  – средние значения выпрямленного напряжения преобразователя соответственно в режимах нагрузки и холостого хода.

Проведенные исследования показали, что в амплитудных спектрах первичных токов преобразователей содержатся как канонические гармоники ( $v=5, 7, 11, 13, 17, 19, \dots$ ), так и неканонические, или аномальные гармоники ( $v=2, 3, 4, 6, 8, \dots$ ). Основной причиной появления аномальных гармоник является асимметрия импульсов управления, свойственная всем системам управления. Амплитуды аномальных гармоник по сравнению с амплитудами канонических гармоник, как правило, невелики.

На базе трехфазной мостовой схемы реализуется ряд схем преобразователей применяемых в электроприводе:

- тиристорный электропривод на базе вентильного двигателя;
- асинхронный вентильный каскад;
- скомпенсированный вентильный электропривод;
- привод на базе асинхронного двигателя с использованием частотного регулирования частоты вращения.

## ДУГОВЫЕ СТАЛЕПЛАВИЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОПЕЧИ

Нелинейность вольт-амперной характеристики дуги приводит к генерации печами токов высших гармоник. Формы кривых тока печей в большой степени зависят от режима горения дуги в разные периоды плавки. В начальный период расплавления ток печи колеблется между токами режима холостого хода и короткого замыкания, форма кривых токов значительно отличается от синусоидальной. С появлением жидкого металла плавку ведут при короткой дуге, колебания тока сравнительно меньше. Форма кривых тока улучшается и приближается к синусоидальной.

В сравнении с вентильными преобразователями той же мощности уровни гармоник, генерируемых дугowymi печами, оказываются в 3–4 раза меньше. Сказанное относится к периоду расплавления, поэтому для практических целей важно знать уровни гармоник для периода расплавления.

Токи гармоник для практических расчетов рекомендуют принимать:

$$I_v = \frac{I_{н.т}}{v^2},$$

где  $I_{н.т}$  – номинальный ток печного трансформатора.

Уровень 5, 7, 11 и 13-й гармоник тока, генерируемых электродуговыми печами, относительно невелик. Эквивалентное действующее значение их не превосходит 10% тока 1-й гармоники. В токах дугowych электродуговых печей содержатся также аномальные 2, 3, 4, 6-я гармоники. Основными причинами появления аномальных гармоник являются непрерывное изменение условий горения дуг печи и неполное выравнивание сопротивлений короткой сети. Эквивалентное действующее значение токов высших гармоник в токе за счет аномальных гармоник возрастает в 1,8–2 раза.

*Дуговые вакуумные печи* получают питание от вентильных преобразователей, которые коммутируются по 6-фазной схеме с уравнительным реактором. Кривая сетевого тока оказывается такой

же, как и мостовых преобразователей электроприводов. Уровень аномальных гармоник тока оказывается весьма значительнее ( $I_2 \approx 8\%$ ,  $I_3 \approx 6\%$ ).

*Однофазные печи электрошлакового переплава* являются практически линейной нагрузкой, поскольку переплав электрода осуществляется за счет нагрева слитка в слое расплавленного электропроводного шлака.

*Рудийтермические печи* работают с шунтированной дугой, благодаря этому нелинейность дуги практически не проявляется. Содержание высших гармоник в токе печей незначительно; уровни 2, 3 и 5-й гармоник тока не превышают 1–1,5%, остальные гармоники оказываются намного меньше.

*Установки электродуговой и контактной сварки.* Для установок электродуговой сварки в качестве источника питания используются полупроводниковые выпрямители. Токи высших гармоник, генерируемые сварочными выпрямителями, различны для отдельных режимов работы сварочных установок.

В зависимости от нагрузки выпрямитель может работать в одном из трех режимов: режиме прерывистых токов при малых нагрузках, которому соответствует двухвентильная коммутация А; средних нагрузках – В; режиме трехвентильной коммутации при больших нагрузках – С.

Режим А практического значения не имеет. В режиме В уровни 5-й и 7-й гармоник тока оказываются весьма нестабильными. Уровень высших гармоник тока в режиме С значительно ниже, чем в режиме В.

*Установки контактной электросварки* включаются в сеть с помощью тиристорных ключей. Для плавного регулирования сварочного тока вентильное устройство снабжаются системами фазового регулирования. Применение фазового регулирования приводит к искажению формы тока, потребляемого сварочными машинами. Определяющими гармониками при разложении тока являются 1, 3 и 5-я. Кроме нечетных гармоник, присутствуют также четные. Появление четных гармоник объясняется разбросом углов регулирования вентилей. Влияние четных высших гармоник на несинусоидальность токов сварочных машин невелико.

Для установок дуговой или контактной электросварки токи гармоник определяют для единичной установки:

$$I_v = S_{ном.т} K_3 \sqrt{ПВ} / (\sqrt{2} U_H),$$

где  $S_{ном.т}$  – номинальная мощность трансформатора;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$ПВ$  – продолжительность включения.

## ВЛИЯНИЕ ВЫСШИХ ГАРМОНИК НА РАБОТУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Высшие гармоники в системах электроснабжения предприятий нежелательны по ряду причин: появляются дополнительные потери в электрических машинах, трансформаторах и сетях; затрудняется компенсация реактивной мощности с помощью батарей конденсаторов; сокращается срок службы изоляции электрических машин и аппаратов; ухудшается работа устройств автоматики, телемеханики и вязи.

При работе асинхронного двигателя в условиях несинусоидального напряжения немного снижаются его коэффициент мощности и вращающий момент на валу.

Искажение формы кривой напряжения заметно сказывается на возникновении и протекании ионизационных процессов в изоляции электрических машин и трансформаторов. При наличии газовых включений в изоляции возникает ионизация, сущность которой заключается в образовании объемных зарядов и последующей их нейтрализации. Нейтрализация зарядов связана с рассеиванием энергии, следствием которого является электрическое, механическое и химическое воздействие на окружающий диэлектрик; в результате развиваются местные дефекты в изоляции, что приводит к снижению ее электропрочности, возрастанию диэлектрических потерь и в конечном счете к сокращению срока службы.

Наиболее ощутимое влияние высшие гармоники оказывают на работу батарей конденсаторов. Конденсаторы, работающие при несинусоидальном напряжении, в ряде случаев быстро выходят из строя в результате вспучиваний и взрывов. Причиной разрушения конденсаторов является перегрузка и токами высших гармоник, которая возникает, как правило, при возникновении в сети резонансного режима на частоте одной из гармоник.

В соответствии с ГОСТом батареи конденсаторов могут длительно работать при перегрузке их токами высших гармоник не более на 30%; однако при длительной эксплуатации конденсаторов в этих условиях срок службы сокращается.

При несинусоидальном режиме сети происходит ускорение износа изоляции силовых кабелей. Исследования кабелей, работающих при синусоидальном и при уровне высших гармоник в кривой напряжения в пределах 6–8,5% показали, что токи утечки во втором случае через 2,5 года эксплуатации оказались в среднем на 36%, через 3,5 года – на 43% больше, чем в первом.

Высшие гармоники тока и напряжения влияют на погрешности электроизмерительных приборов. Индукционные счетчики активной и реактивной энергии при несинусоидальных напряжениях и то-

ках имеют довольно большую погрешность, которая может достигать 10%.

Наличие высших гармоник затрудняется и в ряде случаев делает невозможным использование силовых цепей в качестве каналов для передачи информации. Высшие гармоники ухудшают работу телемеханических устройств и даже вызывают сбой в их работе, если силовые цепи используются в качестве каналов связи между полуккомплектами диспетчерского контролируемого пунктов.

Несинусоидальность формы кривой напряжения отрицательно сказывается на работе вентилярных преобразователей, ухудшая качество выпрямления тока.

## ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ВЫЗЫВАЕМЫЕ ВЫСШИМИ ГАРМОНИКАМИ

При прохождении токов высших гармоник по элементам системы электроснабжения возникают дополнительные потери активной мощности.

1. Дополнительные потери активной мощности в синхронных машинах от высших гармонических тока определяются по формуле:

$$\Delta P_{H.C.M.} = \Delta P_{H.C.M.} + \Delta P_{H.C.T.} + \Delta P_{H.C.T.},$$

где  $\Delta P_{H.C.M.}$  – дополнительные потери в металле обмоток (меди) синхронной машины от высших гармоник;

$\Delta P_{H.C.T.}$  – дополнительные потери в стали от высших гармоник;

$\Delta P_{H.C.T.}$  – мощность, идущая на преодоление тормозного момента, вызываемого током высшей гармоники.

2. Дополнительные потери активной мощности в обмотках асинхронного двигателя, обусловленные токами высших гармоник, определяются по формуле:

$$\Delta P_{H.C.M.} = 3 \sum_{v=3}^n I_v^2 (R_{1,v} + R'_{2,v}),$$

где  $R_{1,v}$ ,  $R'_{2,v}$  – активное сопротивление статора и приведенное активное сопротивление ротора на частоте  $v$ -й гармоники.

3. Дополнительные потери активной мощности в силовых трансформаторах, кабельных и воздушных линиях и реакторах определяются по формуле:

$$\Delta P_{H.C.} = 3 \sum_{v=3}^n I_v^2 R_v.$$

4. Дополнительные потери активной мощности в силовых конденсаторах:

а) дополнительные потери активной мощности в *диэлектрике силового конденсатора*:

$$\Delta P_{H.C.Д.К.} = 2\pi f_{ном} C_{ном} U_v^2 \operatorname{tg} \delta_v ;$$

б) дополнительные потери активной мощности от внешних гармоник в *изоляции от корпуса силовых конденсаторов*:

$$\Delta P_{H.C.И.К.} = 2\pi f_{ном} C_{ном} U_{ном}^2 \operatorname{tg} \delta_u \sum_{v=1}^n \left( \frac{U_v}{U_{ном}} \right)^2 v ;$$

в) дополнительные потери активной мощности от внешних гармоник в *обкладках конденсаторов*:

$$\Delta P_{H.C.O.K.} = I_v^2 R_{e,v} = (2\pi f_{ном} C_{ном} U_{ном})^2 R_e K_{n,v} \left( \frac{U_v}{U_{ном}} \right)^2 v^2,$$

где  $K_{n,v}$  – коэффициент, учитывающий влияние поверхности эффекта на участке  $e$ .

$R_e$  – сопротивление  $e$ -го участка.



## СПОСОБЫ УМЕНЬШЕНИЯ НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

*Увеличение числа фаз выпрямления.* С увеличением числа фаз выпрямления форма первичного тока преобразователя приближается в токе выпрямителя и, следовательно, в напряжении сети, уменьшается. Так, например, при 6-фазной схеме выпрямления в токе вентильного агрегата содержатся 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25-я..... гармоники, а при 12-фазной схеме – 11, 13, 23, 25-я... гармоники. Расчеты показывают, что при этом несинусоидальность напряжения сети уменьшается в 1,4 раза. Увеличение числа фаз выпрямления является действенной мерой снижения содержания высших гармоник в кривых первичного тока преобразователей и напряжения сети. Однако эти устройства получаются слишком сложными, дорогими и ненадежными. В настоящее время наибольшее распространение получил 12-фазный режим выпрямления.

*Многофазный эквивалентный режим работы преобразователей.* Увеличение числа фаз выпрямителя возможно также путем создания эквивалентного режима для группы вентильных агрегатов, при сохранении для каждого из них 6-фазного выпрямителя. Например, 12-фазный эквивалентный режим для двухмостового преобразователя может быть реализован путем соединения одной из обмоток анодного трансформатора в треугольник, а другой – в звезду. В результате в первичных обмотках трансформаторов обеих агрегатов присутствуют гармоники порядков  $v=6k \pm 1$ , но в питающую сеть выходят только гармоники порядков  $v=12k \pm 1$ , а остальные гармоники тока циркулируют между первичными обмотками трансформаторов.

*Снижение уровней гармоник средствами питающей сети* достигается в основном рациональным построением схемы электроснабжения, при котором обеспечивается допустимый уровень гармоник напряжения на шинах потребителя. Наиболее распространенными средствами являются применение трансформаторов преобразователей с повышенным напряжением 110–220 кВ; питание нелинейных нагрузок от отдельных трансформаторов или подключение их к отдельным обмоткам трехобмоточных трансформаторов; подключение параллельно нелинейным нагрузкам синхронных и асинхронных двигателей.

*Фильтры высших гармоник.* Звено фильтра представляет собой контур из последовательно соединенных индуктивности и емкости, настроенный на частоту определенной гармоники.

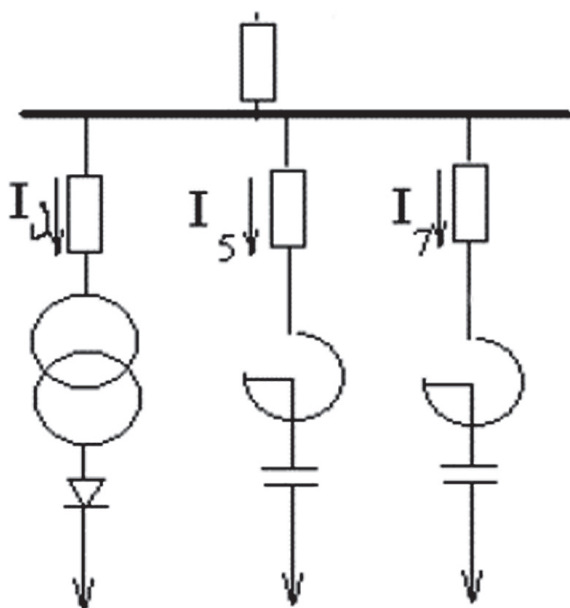
Сопротивление звена фильтра токами высших гармоник:

$$X_{\phi, \nu} = X_{L, \nu} - X_{C, \nu}$$

или

$$X_{\phi, \nu} = X_{L, \nu} - \frac{X_C}{\nu},$$

где  $X_L, X_C$  – сопротивления индуктивности и емкости току промышленной частоты.



С увеличением частоты индуктивное сопротивление реактора увеличивается пропорционально номеру гармоники, а сопротивление батареи конденсаторов уменьшается обратно пропорционально номеру гармоники. На частоте одной из гармоник индуктивное сопротивление реактора звена фильтра становится равным емкостному сопротивлению батареи конденсаторов и в цепи звена фильтра возникает резонанс напряжений. При этом сопротивление звена  $X_{\phi, \nu}$  току этой гармоники становится равным нулю и оно шунтирует электрическую систему на частоте данной гармоники.

Номер резонансной гармоники  $\nu_p$  может быть вычислен по формуле:

$$\nu_p = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$$

Идеальный фильтр полностью потребляет ток гармоники  $\nu$  генерируемый нелинейными элементами. Однако из-за наличия активных сопротивлений в реакторе и конденсаторе и неточной их настройки полная фильтрация гармоник практически невозможна.

Количество звеньев в фильтре может быть любое. Но на практике, как правило, применяют фильтры, состоящие из двух или четырех звеньев, настроенные на 5, 7, 11, 13, 23, и 25-ю гармоники.

Одновременно фильтр является источником реактивной мощности и может служить в качестве одного из средств для компенсации реактивных нагрузок.

Основным недостатком фильтров является их высокая стоимость, кроме этого, распространение фильтров ограничивает также их большая чувствительность к точности настройки.



*В.Хованский*

# ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ПОЛА И СТЕН ИЗОЛИРУЮЩИХ (НЕПРОВОДЯЩИХ) ПОМЕЩЕНИЙ

## 1. Назначение и область применения

1.1. Настоящий документ устанавливает методику выполнения измерения сопротивления изоляции пола и стен электроустановок зданий и сооружений до 1000 В с изолирующими (непроводящими) полами и стенами.

1.2. Настоящий документ разработан для применения при проведении приемосдаточных испытаний в помещениях с изолирующими (непроводящими) полами и стенами и устанавливает порядок и последовательность измерения сопротивления изоляции пола и стен.

1.3. Цель измерения – измерение сопротивления изоляции пола и стен производится на основании требований ГОСТ Р 50571.16-99 п.612.5 и ГОСТ Р 50571.3-94 п.413.3.

## 2. Нормативные ссылки

В данной методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

2.1. Правила эксплуатации электроустановок

потребителей. М.: Энергоатомиздат, 1992.

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

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

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

2.5. ГОСТ Р 50571.16-99. Приемосдаточные испытания.

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

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

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

2.9. Паспорт Ба2.722.056 ПС. Мегомметры ЭСО 202, ЭСО 202-Г.

*По материалам ООО НПФ «ЭКОС» (г. Москва)*



## 3. Термины и определения

В данной методике используются следующие термины и определения согласно ПУЭ 6-го изд. и комплекса стандартов ГОСТ Р 50571.

3.1. Электрооборудование – любое оборудование, предназначенное для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии, например: машины, трансформаторы, аппараты, измерительные приборы, устройства защиты, кабельная продукция, электроприемники.

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

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

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

3.5. Сопротивление изоляции – отношение напряжения, приложенного к диэлектрику к протекающему сквозь него току (току утечки).

3.6. Земля – условно в настоящей методике, проводящая часть электроустановки, электрически соединенная с заземляющим устройством, т.е. совокупностью токопроводящих частей, находящихся в соприкосновении с землей или ее эквивалентом.

3.7. Части электроустановки, одновременно доступные для прикосновения, – проводники и проводящие части, которых человек может коснуться одновременно.

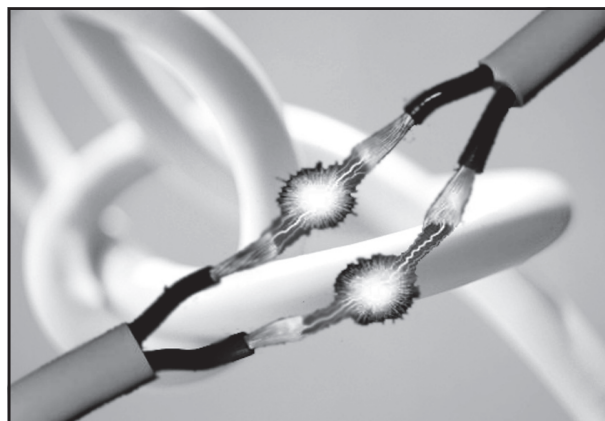
**Примечание.** Одновременно доступными для прикосновения частями могут быть: токоведущие части, открытые проводящие части, сторонние проводящие части, защитные проводки и заземлители.

3.8. Предел досягаемости рукой – зона, простирающаяся вокруг площадки, где обычно находится или проходит персонал, в пределах досягаемости рукой из положения стоя.

## 4. Характеристика измеряемой величины, нормативные значения измеряемой величины

Объект измерений – изоляция пола, стен помещений, зон, площадок электроустановок зданий и сооружений до 1000 В с изолирующими (непроводящими) полами и стенами.

Эта мера защиты имеет целью предотвра-



тить одновременное прикосновение к частям, оказавшимся под разными потенциалами в случае повреждения основной изоляции токоведущих частей.

4.1. Для выполнения требований ГОСТ Р50571.3-94 п. 413.3 для изолирующих (непроводящих) помещений, зон, площадок, по крайней мере, три измерения должны быть проведены в каждом помещении. Одно из измерений должно быть выполнено примерно в 1 м от сторонних проводящих частей, находящихся в этом помещении. Другие два измерения должны быть проведены на большем удалении (рис. 1).

Вышеуказанная серия измерений должна быть сделана для каждой поверхности помещения.

Сопротивление изоляции пола и стен, измеренное в каждой точке, в соответствии с требованиями ГОСТ Р50571.3-94 п. 413.3.4, должно быть не ниже:

- 50 кОм при номинальном напряжении электроустановок не выше 500 В;
- 100 кОм при номинальном напряжении электроустановок выше 500 В.

**Примечание.** Если сопротивление в какой-либо точке меньше указанного значения, то стены и пол должны рассматриваться как сторонние проводящие части.

## 5. Условия измерения

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

- измерение сопротивления изоляции следует проводить при температуре окружающего воздуха от минус 30 до 50 °С и относительной влажности не более 90%, согласно паспорту Ба2.722.056. ПС на мегомметр ЭСО 202-Г;
- измерение сопротивления изоляции следует проводить на неокрашенных поверхностях пола и стен.

– измерения проводят в сухом помещении в светлое время суток при естественном или искусственном освещении.

## 6. Метод измерений

6.1. Измерение сопротивления изоляции выполняют методом прямых измерений.

6.2. Измерение сопротивления изоляции пола и стен производится методом, приведенным в ГОСТ Р 50571.16-99 (Приложение А).

6.3. В качестве источника постоянного тока используют мегомметр, обеспечивающий напряжению холостого хода 500 В (или 1000 В, если номинальное напряжение установки превышает 500 В).

6.4. Сопротивление измеряют между измерительным электродом и защитным проводником электроустановки.

6.5. Измерительный электрод состоит из квадратной металлической пластины со стороной 250 мм и квадратной влажной водопоглощающей бумаги, излишнюю влагу из которой удаляют, со стороной 270 мм, помещаемой между металлической пластиной и измеряемой поверхностью.

6.6. Во время измерения пластину прижимают к поверхности пола или стены с усилием приблизительно 750 Н и 250 Н соответственно.

6.7. Сопротивление изоляции постоянному току характеризует электропроводимость диэлектрика, определяющую ток сквозной проводимости. Сопротивление изоляции является одним из основных показателей надежности электроустановки.

6.8. За величину измеренного сопротивления принимают показание стрелочного указателя мегомметра.

## 7. Требования к средствам измерений, вспомогательным устройствам

При выполнении измерений применяются средства измерения и другие технические средства, приведенные в табл. 1.

## 8. Требования к погрешности измерений

8.1. Погрешность измерения сопротивления изоляции определяется классом применяемых приборов.

8.2. Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности мегомметра ЭСО 202 равны  $\pm 15\%$  от измеряемого значения.

## 9. Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

9.1. Установить требуемый предел измерений, шкалу прибора и значение испытательного напряжения мегомметра. Проверить работоспособность мегомметра. Для этого необходимо замкнуть между собой измерительные щупы и начать вращать рукоятку генератора со скоростью 120–140 оборотов в минуту. Стрелка прибора должна показывать «0». Разомкнуть измерительные щупы и начать вращать рукоятку генератора со скоростью 120–140 оборотов в минуту. Стрелка прибора должна показывать « $10^4$  МОм».

9.2. Подсоединить мегомметр к объекту измерения.

9.3. Схема проведения испытаний приведена в Приложении 1.

Таблица 1

Приборы, средства измерений

Порядковый номер и наименование средства измерений (СИ), испытательного оборудования (ИО), вспомогательных устройств	Обозначение стандарта, ТУ и типа СИ, ИО	Заводской номер	Метрологическая характеристика (кл. точности, пределы погрешностей, пределы измерений)	Наименование измеряемой величины
1. Мегомметр	ЭСО 202-Г ТУ25-7534.014-90 Ба2.722.056 ПС		Класс точности 15 Погрешность $\pm 15\%$ Диапазон 1-10000МОм	Сопротивление изоляции
2. Измерительный электрод	Жесть 250×250 мм			
3. Груз (измерение R из.пола)	Вес 75 кг			
4. Груз (измерение R из.стен)	Вес 25 кг			
5. Бумага	Картон 270×270 мм			

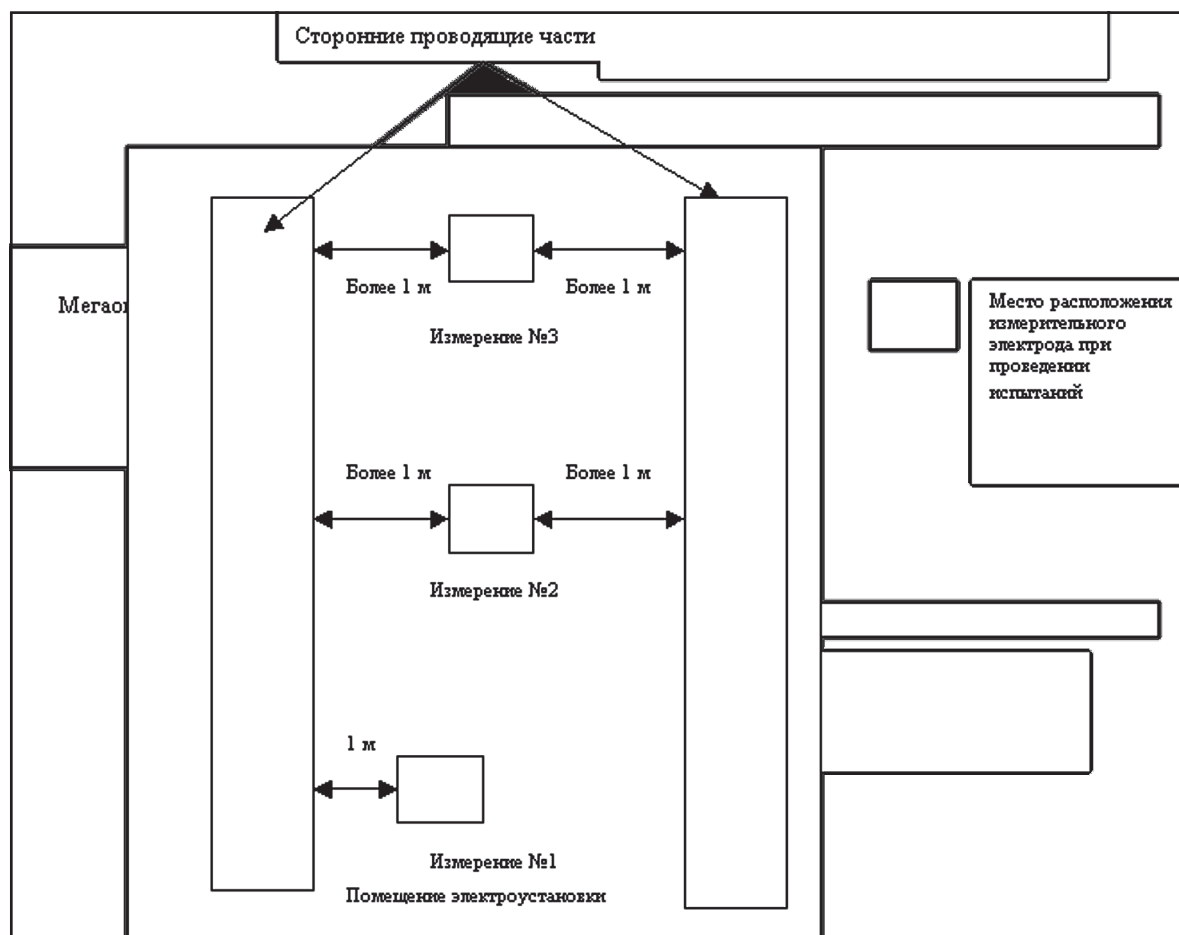


Схема проведения испытаний

Рис. 1

## 10. Последовательность и порядок выполнения измерений

При выполнении измерений выполняют следующие операции:

10.1. Установить переключатель измерительных напряжений в нужное положение, а переключатель диапазонов в положение «1».

10.2. При вращении рукоятки генератора начинает светиться индикатор ВН, что свидетельствует о наличии выходного напряжения на клеммах прибора.

10.3. Подключить объект к гнездам «гх».

10.4. Для проведения измерений вращать рукоятку генератора со скоростью 120–140 оборотов в минуту. После установления стрелочного ука-

зателя, сделать отсчет значения измеренного сопротивления. При необходимости перейти на другой диапазон.

10.5. По окончании измерений установить переключатели мегомметра в среднее положение.

## 11. Обработка и вычисление результатов измерений

Измеренное сопротивление изоляции с учетом погрешности мегомметра будет равно:

$$R = R_{и} - (R_{и} \cdot \delta_{и} / 100) ,$$

где  $R_{и}$  – показания прибора, МОм;  
 $\delta_{и}$  – относительная погрешность измерения



в %, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{в}} = \sqrt{\delta_0^2 + \delta_1^2 + \delta_2^2} = \sqrt{15^2 + \delta_1^2 + 15^2} ,$$

где

$\delta_0$  – основная относительная погрешность, равная  $\pm 15\%$ ,

$\delta_2$  – дополнительная относительная погрешность по наклону прибора, равная  $\pm 15\%$ ;

$\delta_1$  – дополнительная относительная погрешность по температуре %,

$$\delta_1 = \pm \frac{20 - (T^0)}{10} \cdot 7,5 ,$$

где

$T^0$  – температура окружающего воздуха при измерении.

## 12. Контроль точности результатов измерений

12.1. Контроль точности результатов измерений обеспечивается ежегодной проверкой приборов в органах Госстандарта РФ. Приборы должны иметь действующие свидетельства о госпроверке. Выполнение измерений прибором с просроченным сроком проверки не допускается.

## 13. Оформление результатов измерений

13.1. Результаты проверки отражаются в протоколе соответствующей формы.

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

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

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

## 14. Требования к квалификации персонала

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

Измерения сопротивления изоляции должен проводить только квалифицированный персонал в составе бригады, в количестве не менее 2 человек. Производитель работ должен иметь 5-й разряд, члены бригады – не ниже 4-го разряда

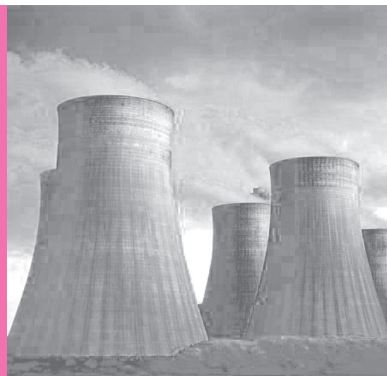
## 15. Требования к обеспечению безопасности при выполнении измерений и экологической безопасности

15.1. При измерении сопротивления изоляции электроустановок необходимо руководствоваться требованиями Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей.

15.2. В электроустановках напряжением до 1000 В измерения производятся по распоряжению.

15.3. При измерении мегомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей (штанг). При работе с мегомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

15.4. Метод измерения сопротивления изоляции электроустановок не наносит вреда окружающей среде.



# ИНФРАКРАСНЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО СЕКТОРА

Одним из прогрессивных методов отопления больших промышленных помещений является метод децентрализованного лучистого отопления на базе газовых обогревателей, которое по сравнению с классическим паротепловодушным отоплением требует значительно меньших затрат. Экономия достигается как в потреблении сжигаемого топлива, так и в общих более низких затратах на отопление.

Однако вопреки этой бесспорной выгоде лучистого отопления отношение руководителей фирм к данному типу отопления пока еще очень сдержанное. Мы являемся свидетелями того, как зачастую для отопления выбирается система, не являющаяся экономически самой эффективной, или же система, не соответствующая данному типу помещения. Причиной тому бывает, с одной стороны, историческая неопытность – в бывших социалистических государствах для отопления промышленных помещений большого объема использовались системы централизованного теплоснабжения с котельными, а с другой стороны – непонимание самого принципа лучистого отопления. Надо помнить, что разработка проекта лучистого отопле-

ния довольно сложна. В проекте необходимо учитывать множество условий, влияющих на тепловой комфорт человека, находящегося в зоне лучистого отопления, что тоже не способствует легкому продвижению на рынок данного вида отопления. Однако наградой за внедрение лучистых систем отопления бывает высокая эффективность использованных для отопления средств, а это, в

свою очередь, в условиях рыночной экономики может иметь значительное влияние на общую экономическую ситуацию предприятия.

Но даже в тех случаях, когда руководители высшего звена, а также технически ориен-

тированные менеджеры (главные инженеры и энергетики) понимают экономическую выгодность применения лучистых отопительных систем, они не всегда правильно ориентируются в массе предложений на эту тему. Ведь на сегодняшний день на рынке излучателей представлена разнообразная продукция, которую, в общем, можно классифицировать как:

1. Светлые излучатели открытого типа;
2. Темные излучатели закрытого типа;
3. Супертемные излучатели закрытого типа.

**Использование «экологически щадящих» темных газовых инфракрасных обогревателей (закрытого типа) для отопления больших промышленных помещений с применением новых систем управления на базе «IQ» модулей**

Эти типы излучателей отличаются в основном:

- а) мощностью;
- б) конструктивным исполнением;
- в) соотношением лучистой мощности к общей тепловой мощности;
- г) длиной волны;
- д) возможностью вывода отработанных газов;
- е) количеством лучевой энергии на единицу площади;
- ж) типами производств и помещений, где их целесообразно применять;
- з) влиянием на человека.

Данные критерии составляют основу того, что следует учитывать при выборе устройств из общего семейства лучистых обогревателей.

Но даже после правильного выбора класса излучателей, среди устройств одного класса необходимо стремиться к выбору такого оборудования, которое по своим параметрам будет способно удовлетворять, связанные с его эксплуатацией требования, не только в момент пуска в эксплуатацию, а также и через 5, 10, 20 лет (а именно на 20 лет эксплуатации рассчитаны наиболее современные системы отопления). Это значит, что любое оборудование должно иметь такой запас эффективности, чтобы его эксплуатация была выгодна и в будущем. Кроме этого, тепло, вырабатываемое таким оборудованием, – лишь одна из составных частей общего микроклимата в помещениях, который должен обеспечиваться, а это значит, что отопительное оборудование должно быть приспособлено для создания комплексных отопительных и микроклиматических систем, состоящих из разнотипного оборудования, отвечающего за разные составляющие микроклимата.

Не менее важным аспектом, связанным с отоплением больших промышленных помещений, является экологический аспект. Бережное отношение к экологии уже сегодня обеспечивает здоровье будущих поколений людей, а также позволяет избегать расходов, связанных с обеспечением строгих экологических требований в будущем.

Именно о решении этих двух вопросов будет говориться в дальнейшем, рассматривая следующие составляющие системы отопления.

## НИЗКОЭМИССИОННЫЕ ИНФРАКРАСНЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА – СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА

Экологические требования к топливо-использующему оборудованию в развитых странах достаточно строги и постоянно ужесточаются. Они

регламентируются большим количеством стандартов, как международных так и национальных.

Основными из них для нас являются нормативы NAAQS (National Ambient Air Quality Standards), регулирующие выбросы большинства загрязняющих веществ до 2010 года, Дополнения CAAA (Clean Air Act Amendments), определяющие направления по снижению выбросов, EN 416-1 подвесные темные трубчатые излучатели с горелкой на газовое топливо с вентилятором.

Решение проблемы снижения количества вредных веществ в выбросах отопительных систем промышленных предприятий очень актуально уже сегодня, так как промышленность является основным источником загрязнения окружающей среды.

«ADRIAN» в своих излучателях для решения проблемы эмиссий применяет оригинальное решение конструктивно усовершенствованной горелки Вентури, позволяющей получить низкие уровни эмиссий.

Конструкция данной горелки обеспечивает тройной цикл смешивания воздуха и газа, с подогревом воздуха отработанными газами, используя при этом принцип внешней рециркуляции продуктов сгорания с подачей дымовых газов в тракт горения. Система рециркуляции точно рассчитана и откалибрована.

Подогрев воздуха и рециркуляция продуктов сгорания, а также оригинальный трех ступенчатый механизм подготовки рабочей смеси являются существенными факторами, воздействующими на уровень  $NO_x$  и  $CO$  (обеспечивает низкие эмиссии (порядка  $78-100 \text{ мг/м}^3 - NO_x$  ( $50-36 \text{ ppm}$ ) и  $CO - 0...20 \text{ мг/м}^3$ ).



Более низкие пороги  $NO_x$  из вышеуказанных диапазонов достигаются добавлением несложных конструктивных элементов. Для сравнения можно привести требования стандарта CEN EN 416-1/A1. Инфракрасные отопительные системы, согласно этому стандарту, принадлежат к оборудованию класса 3 (см. п. 6 Требования к эксплуатационным свойствам). Для этого класса установлена макси-

мальная концентрация  $NO_x$  150 мг/кВт·ч, что соответствует 178 мг/м<sup>3</sup>. Еще более строгие требования к качеству окружающей среды в Южной Калифорнии (США), где устанавливаются концентрации  $NO_x < 40$  ppm.

Как видно, рассматриваемое оборудование соответствует самым строгим критериям.

Кроме этого, излучатель фирмы «ADRIAN», оснащенный высоконадежным вентилятором, способным работать в высокотемпературной среде отработанных газов, является надежным устройством, способным удовлетворять самые жесткие как эксплуатационные, так и экологические требования не только сегодня, но и в будущем.

С учетом того, что в будущем предполагаются повышение требований к экологии и значительное увеличение бюджетной статьи предприятий, связанной с их выполнением, «ADRIAN» уже сегодня предлагает надежное отопительное оборудование завтрашнего дня с низким уровнем эмиссий.

Подтверждением этому является получение нескольких золотых медалей на международных выставках и присуждение изделиям фирмы «ADRIAN» международного знака «Е» – «Экологически щадящее изделие».

## ЭФФЕКТИВНЫЕ ОТОПИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ – КОМПЛЕКСНОЕ УПРАВЛЕНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЯХ

В последнее время не только в специальной, но и в периодической печати появляются новые статьи, описывающие горизонты недалекого будущего: домашние потребители энергии, машины, здания с собственным интеллектом.

С такими приборами мы уже повсеместно встречаемся сегодня, будь то, например, автоматические стиральные машины, которые, анализируя количество стиранного белья, оптимизируют потребление воды, стирального порошка. Иным примером являются электронные компоненты автомобиля, обеспечивающие эффективную работу автомобиля и необходимый комфорт его владельцу в процессе эксплуатации. Уже эти два примера обозначили направление развития технологий, которые направлены на следующее:

1. Экономия энергии – устройства с собственным интеллектом сами на основании полученной информации оптимизируют свою деятельность таким образом, чтобы при обеспечении всех, на них возложенных требований, они потребляли минимальное количество энергии.

2. Надежность и безопасность – простота обслуживания, анализ требований и состояний до-

кажут возможность минимизировать влияние человеческих ошибок, предотвратить собственное повреждение, а также угрозу окружению.

3. Улучшение свойств потребления – выразительное улучшение соотношения между ценой и полезным значением лучше воспринимаются рынком, не требуют постоянного внимания, повышают эффективность производства и способствуют понижению экологической нагрузки на жизненную среду.

То, что этот прогресс не проходит мимо области технологий промышленного отопления, доказывает фирма «ADRIAN a.s.» из Словакии, которая на Международной выставке ISH-2001 во Франкфурте в качестве мировой премьеры представила дистрибутивную систему управления отоплением с использованием устройств, имеющих собственный интеллект (IQ).

Помещения большого объема, какими, например, являются производственные помещения разного назначения и конструктивного решения, потребляют большое количество различных видов энергии. Среди этих видов энергии доминирует поставка тепла, к которой предъявляются требования максимальной экономности, максимальной комфортности, обеспечения санитарно-гигиенических требований и основных климатических условий для персонала, находящегося в помещениях. Стандартным решением уменьшения количества потребляемой тепловой энергии бывают отказ от старых конвективных отопительных систем и их замена на более эффективные системы, например, децентрализация поставок тепла и отопление инфракрасными излучателями или же тепловоздушными газовыми агрегатами-обогревателями прямого обогрева. Сами по себе эти устройства позволяют достигать высокой тепловой эффективности. Дальнейшее же повышение эффективности потребления энергии можно получить только оптимизацией температурного режима, с учетом многих факторов, влияющих на процесс отопления, или оптимизацией управления другими устройствами, которые участвуют в образовании климатических условий в объекте, как например, рекуператоры теплого воздуха, вентиляционные устройства для обмена воздуха, дверные тепловоздушные завесы, дестратификаторы или сервосистемы пассивного проветривания через форточки крышных фонарей. Нельзя забывать о необходимости управлять устройствами, которые прямо не участвуют в производстве и сохранении тепловой энергии, но, с точки зрения безопасности и мониторинга качества воздуха, являются необходимыми, как например, датчики утечки природного газа, датчики концентрации  $CO$ ,  $NO_x$ , легковоспламеняющихся и иных вредных для здоровья веществ.

Уже приведенные примеры показывают, что дальнейшие резервы экономии тепловой и электрической энергии можно получить только при взаимной согласованности работы всех устройств, которые обеспечивают отопление, климатические условия и безопасность отапливаемого помещения.

Несмотря на очевидную экономию энергии, которая значительна и легко просматривается, конкретные решения отдельных составных блоков и взаимосвязь между ними бывают довольно сложными и дорогостоящими.

Второй проблемой является большая вариативность характеристик и требований производственных помещений, когда различные части отапливаемых пространств требуют различных типов решений, различных устройств мониторинга и управления микроклиматом, различных степеней мониторинга и управления безопасностью производственных помещений. Поэтому в случае отсутствия на рынке экономически доступных комплексных решений по управлению отоплением, климатическими условиями и безопасностью внимание уделяется только той части, которая приносит самую большую эффективность отоплению. К сожалению, такое решение в случае последующей необходимости изменить что-либо (улучшить климатические условия, санитарно-гигиенические требования или же безопасность) в будущем делает исходную систему отопления несовместимой с новыми требованиями и требует дополнительных, часто немалых инвестиционных расходов.



Фирма «ADRIAN» впервые в мире предлагает экономически выгодное комплексное решение –

распределенную систему управления микроклиматическими условиями в помещениях, которая отвечает как за наиболее эффективное управление процессом отопления, так и за мониторинг и управление безопасностью эксплуатации самой системы, качество микроклимата среды, соответствие санитарно-гигиеническим требованиям. Причем не важно когда и в каком объеме это решение будет реализовано. Поскольку система является открытой, в нее можно включить любое оборудование, обеспечивающее выполнение требований, предъявляемых к помещению, как уже имеющееся сегодня, так и те устройства, которые возможно появятся в будущем. Для этого такое оборудование необходимо лишь снабдить модулем «IQ».

Комплексная распределенная система микроклиматического управления помещений большого объема состоит из различных элементов, которые имеют общие свойства:

- собственное микропроцессорное управление;
- заданное программное обеспечение;
- любым образом установленный, но единый протокол коммуникации;
- общую гальванически разъединенную сеть коммуникации;
- память для операционной системы.

Полностью удовлетворяют этим требованиям устройства с собственным интеллектом, способные анализировать множество факторов, принимать оптимальные решения и имеющие необходимые свойства – назовем их IQ устройствами. Для комплексных отопительных систем таковыми являются:

- IQ инфракрасные излучатели;
- IQ дестратификаторы;
- IQ рекуператоры;
- IQ тепловоздушные агрегаты прямого обогрева;
- IQ датчики: температуры, утечки природного газа, концентрации  $CO$ ,  $MO_x$  и т.д.;
- IQ пожарные датчики и их исполнительные элементы;
- IQ управление пассивного проветривания.

Встроенное процессорное устройство в IQ устройствах выполняет две функции. Одна представляет внутреннее управление самого отопительного устройства, вторая – обеспечивает работу этого устройства с окружением, т.е. функциональные отзывы на специфические команды и передачу информации о своем состоянии. Каждое IQ устройство в отдельности становится ответственным за анализ команд, их последующее выполнение и передачу информации о состоянии в общую сеть коммуникаций. Очень хорошим примером является поведение IQ излучателя.



Процессорное устройство – PU (Processor Unit):

1. Управляет и производит мониторинг всех рабочих состояний излучателей, мониторинг качества сжигания газа и его оптимализацию, контроль разницы давлений в камере вентилятора и горелки.

2. Наблюдает и оценивает возможные состояния и ошибки.

3. Передает состояние в совместную сеть данных.

4. В оперативную память принимает график режима отопления и, согласно ему, производит управление.

5. Анализирует сигналы состояния остальных IQ устройств и действует согласно этим сигналам в соответствии с заданной программой. (Простой пример: включением или выключением излучателя реагирует на состояние, другими словами, на значение показаний температурного датчика из определенной зоны отопления или на присутствие в данной зоне людей, согласно информации, полученной из общей шины данных.)

Похожим способом ведут себя и другие любые IQ устройства.

Используемая философия управления имеет следующие достоинства:

- не существует классической управляющей системы. IQ устройства включают в себя сегменты управления, единственной общей частью является шина коммуникации;

- низкие инвестиционные расходы. Встроенный микропроцессорный модуль лишь незначительно повышает цену устройств, (примерно на 5 %) причем выразительно упрощает и значительно удешевляет монтаж электрических сетей и сетей данных при одновременном увеличении полезной стоимости;

- расширяемость системы. Функциональные возможности и память распределенной «Управляющей системы» увеличиваются с подключением любого IQ устройства к сети данных. Другими словами, каждое IQ устройство принесет с собой часть управляющей системы вместе с объемом памяти и исполнительной программой. Поэтому объем управляющей системы и ее памяти практически не ограничен. Уже в базисной версии к сети данных возможно подключить 1792 «IQ» устройств;

- высокая надежность. Отдельные IQ устройства работают с оптически отделенными сигналами данных, поэтому в случае возникновения неисправности на одном из IQ устройств, работа других IQ устройств не пострадает;

- вариабильность. Части программного обеспечения записаны в отдельных IQ устройствах, их можно легко изменить и приспособить к различным требованиям;

- мониторинг и запись состояний. Подключением сканирующего компьютера возможно предвзительно обрабатывать и записывать все состояния IQ устройств с отдаленным доступом (GSM модем, WAP, Internet), а также вспомогательным тестирующим программным обеспечением возможно достигнуть очень эффективного анализа работы системы. Отдаленный доступ к системе также облегчает и ускоряет выполнение сервиса IQ устройств.

Из экономически важных аспектов необходимо отметить следующие преимущества:

- увеличивает эффективность процесса отопления как такового, до 10 % по сравнению с системами, использующими классические (в том числе и микропроцессорные) системы управления, за счет более эффективного использования тепла, правильно организованного воздухообмена в соответствии с технологическими и гигиеническими требованиями;

- управление специфическими устройствами, обеспечивающими создание микроклиматических условий и эффективное использование уже произведенного тепла, обеспечивает дополнительную экономию (например, применение в системе «IQ» дестратификаторов позволяет сэкономить дополнительно 13–20 % энергии);

- низкая стоимость. Распределенная система комплексного климатического управления помещения работает, с точки зрения потребления энергии, в оптимальном режиме, с наименьшим необходимым потреблением газа. При этом соблюдаются безопасность и безвредность рабочей среды отапливаемых помещений. Низкие эксплуатационные затраты приведенной системы вместе с доступной стоимостью обеспечивают ее быструю экономическую окупаемость и реальную возможность финансирования объектов с помощью EPC (Energy Performance Contracting -оплата с помощью полученной экономии). Более того, способ управления данными IQ потребляющими устройствами и доступ к ним может предоставить потенциальным инвесторам дополнительную техническую гарантию, которая вместе с низкими эксплуатационными затратами технологии образует условия для безопасного инвестирования;

- представителем компании «ADRIAN a.s.» на территории РФ является компания «ТеплоМаркет». В настоящее время компанией «ADRIAN a.s.» установлено более 7000 единиц данного оборудования в семи странах. В России смонтировано более 600 штук темных инфракрасных обогревателей на таких предприятиях, как «ИЭМЗ «Купол», «Ижнефтемаш», «Ижсталь», Чепецкий механический завод (г.Глазов), «Норникель», «Новгородоблгаз», ОАО «Уралмаш», ОАО «Синарский трубный» (Свердловская область), «ГИС-прибор» (г.Уфа), ОАО «ТАТнефть» (г.Азнакаево) и др.



## ПРИМЕНЕНИЕ ПЛАСТИНЧАТЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Пластинчатые теплообменники уже давно нашли широкое применение в энергетике, в частности в процессах:

- охлаждения циркуляционной воды;
- охлаждения газовых и паровых турбин, компрессоров, двигателей;
- теплопередачи при необходимости разделения теплоносителей;
- рекуперации тепла мини-ТЭЦ и других силовых установок и т.д.

Благодаря внедрению новых технологических решений в энергетике этот неполный список постоянно расширяется.

В конце 1998 года ООО «Машимпэкс» был освоен выпуск пластинчатых теплообменников по технологии GEA Ecoflex с использованием пластин, выпускаемых GEA Ecoflex.

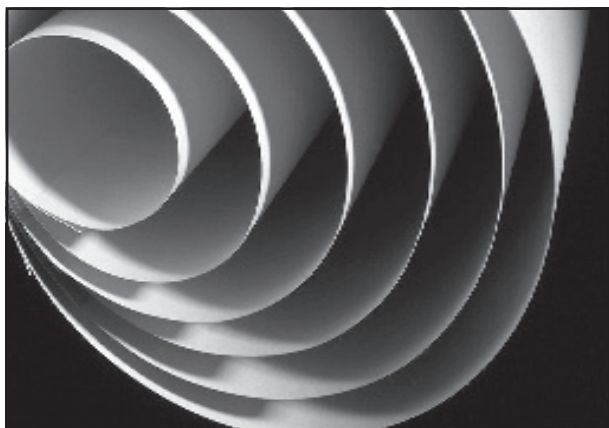
Высокая технология производства и жесткая система контроля качества, воплощение уникальных научно-технических разработок и многолетнего опыта немецкого партнера позволили создать высокоэффективный и надежный продукт российский теплообменник МАШИМПЭКС действительно немецкого качества.

Существует несколько существенных отличий этих теплообменников от аналогичной продукции, представленной на российском рынке. Одним из

основных показателей надежности является высокое качество изготовления пластин из электрополированной стали Thyssen Krupp. Применение электрополированной стали дает положительный результат: значительно уменьшается вероятность образования микротрещин и процесс отложения накипи протекает менее интенсивно. Немалую роль в обеспечении надежной работы теплообменников играет патентованная GEA Ecoflex технология крепления уплотнений LOG-IN. Уплотнения в разборных теплообменниках фиксируются специальными «замками» двухсторонними выступами, расположенными через каждые 50 мм в уплотнительной канавке. Это существенно улучшает фиксацию уплотнений в пластинах, а стало быть, увеличивает количество разборок без ущерба для уплотнений и не приводит к появлению течей.

Поскольку пластинчатые теплообменники используются для различных сред, существует несколько типов разборных теплообменников.

*1. Пластинчатые теплообменники системы Varitherm.* Пластины Varitherm (серия VT) – это традиционные и наиболее часто используемые пластины при производстве теплообменников. Серия VT представлена 23 типами пластин Varitherm. Они имеют различные размеры, профили гофрирования и соответствуют различной теплопередаче и



потерям давления. Пластины изготавливаются из различных материалов: нержавеющей стали, титана, хастеллоя. Материал уплотнений пластин – нитрилкаучук (NBR), этиленпропиленовый каучук (EPDM), витон.

**2. Пластинчатые теплообменники NT®-серии.** Благодаря новой оптимизированной конфигурации гофров OptiWave потоки идеально распределяются по всей ширине пластин. При этом достигается наиболее эффективный теплообмен при минимальной потере давления. В пластинах Nt® реализована новая система самоцентрировки пластин AUTO-LOC. Новые бесклеевые уплотнения ECO-LOC обеспечивают быструю и простую замену уплотнений.

**3. Пластинчатые теплообменники системы FREE FLOW (свободный поток).** Особенностью теплообменников систем FREE FLOW является наличие широких зазоров между пластинами. Данные пластинчатые теплообменники применяются для теплоносителей, содержащих твердые включения, а также для вязких продуктов и жидкостей.

В результате установки пластинчатых теплообменников снижается объем капитальных вложений при строительстве новых объектов, а также затраты на обслуживание, уменьшаются тепловые потери и, как следствие, снижаются затраты на теплоноситель и тепловую энергию. Срок службы оборудования увеличивается, в то время как срок его окупаемости уменьшается. Применение пластинчатых теплообменников – это выгодное и долгосрочное вложение средств.

Хорошо известно, что накипь и коррозия – актуальная проблема большой и малой теплоэнергетики, всех отраслей промышленности. При образовании накипи на тепловыделяющих поверхностях происходит существенное снижение энергетических характеристик оборудования. Для защиты теплообменного оборудования применяются устройства нехимической водоподготовки AntiCa++ (Aquatech), которые успешно работают на многих предприятиях в

различных отраслях промышленности. Устройства могут быть установлены на контурах отопления, горячего водоснабжения, в технологических процессах и на цепях охлаждения.

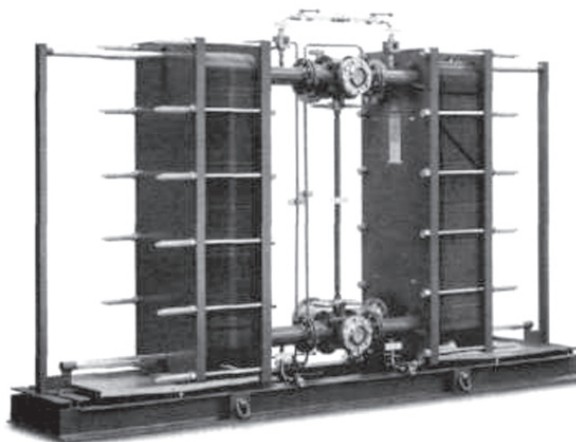
В результате применения устройств AntiCa++:

- предотвращается отложение накипи в трубопроводах, котлах, теплообменниках и т.д.;
- в старых системах растворяется ранее образовавшаяся накипь;
- предотвращается коррозия внутренних стальных поверхностей;
- отпадает необходимость в химической подготовке воды;
- значительно снижаются расходы на обслуживание;
- снижаются потери энергии;
- повышается эффективность использования поверхностно активных веществ (ПАВ).

Устройства легко монтируются без нарушения целостности трубопровода, имеют высокую долговечность и не требуют затрат на обслуживание.

Пластинчатые теплообменники применяются в различных отраслях промышленности:

- энергетике (отоплении, вентиляции, кондиционировании);
  - холодильной технике;
  - судостроении;
  - машиностроении;
  - металлургии;
  - автомобилестроении;
  - химической и нефтехимической промышленности;
  - текстильной промышленности;
  - пищевой промышленности;
  - сахарной промышленности;
  - фармацевтической промышленности;
  - целлюлозно-бумажной промышленности.
- ООО «Машимпэкс» – официальный представитель в России немецкой компании «GEA Ecoflex», крупнейшего мирового производителя теплообменного оборудования.





## МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА УТЕЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ПРИБОРОВ НПА «ТЕХНО-АС»

### **ЗАДАЧА.**

*Имеется участок теплотрассы, на котором происходит потеря теплоносителя. Регистрация утечки зафиксирована по приборам учета.*

### **ДЕЙСТВИЯ.**

1. На котельной с помощью задвижек определяем участок, из-за которого возросла подпитка. При этом фиксируем по объему подпитки объем утечки.

2. Определив участок с помощью задвижек в тепловых камерах и колодцах, сокращаем отрезок теплотрассы, на котором предполагается утечка. В то время когда, закрывая очередную задвижку, ожидаем результатов сокращения подпитки, одновременно, с помощью пирометра С-110 «Факел» измеряем температуру поверхностей труб и сравниваем ее по всем колодцам. От котельной до места утечки теплоноситель за счет давления и

истекания воды постоянно передвигается и имеет приблизительно одну и ту же температуру. В колодце после утечки и перед закрытой задвижкой вода не перемещается и поэтому постепенно остывает. Этот способ помогает локализовать участок теплотрассы до расстояния от колодца до колодца.

В летне-осенний период, при отсутствии снежного покрова, рекомендуется просканировать с помощью пирометра С-110 «Факел» поверхность грунта над трассой. Место утечки определяется по самой горячей точке поверхности грунта.

Применение пирометра С-300 «Фаворит» с разрешением 0,10 С позволяет зафиксировать разницу температуру поверхности теплотрассы в нескольких десятых долей градуса Цельсия. Многократное повторение измерений грунта подозрительных участков и сопоставление данных с результа-

тами работы с течетрассопоисковой техникой значительно повышают вероятность правильного обнаружения места утечки.

Только после того как мы выделим участок в 100–200 м, где расположена утечка, приступаем к работе с течеискателем «Успех-АТГ 209».

Опускаемся в колодец, располагаем акустический датчик (АД) поочередно на трубы, фиксируем амплитуду уровня шума с помощью индикатора и настраиваемся на характер шума по головным телефонам. Прослушав все трубы, определяем, какая труба «гудит» громче и шум более похож на шум утечки. Выключаем прибор и переносим его в другой колодец, на второй конец обследуемого участка. Следим за тем, чтобы не сбить реуголровки усиления и управления индикатором.

Располагаем на той же подозрительной трубе АД, включаем прибор и сравниваем параметры шума. Поиск утечки с поверхности грунта следует начинать от того колодца, где на трубах шум значительно сильнее. Начинаем обследовать поверхность грунта, устанавливая датчик через каждые 40–50 см строго над центром обследуемой трубы. Датчик должен иметь максимальную площадь соприкосновения с грунтом. Для этого необходимо подготавливать площадку для установки датчика. Делается это либо специальным приспособлением (саперной лопатой), либо ногой в спецобуви. Задача – обеспечить плоскость грунта и отсутствие между нижней плоскостью датчика и грунтом воздушной или травяной прослойки. В этом случае датчик с максимальной чувствительностью будет улавливать слабейшие звуковые колебания и меньше реагировать на помехи, передаваемые по воздуху. Настройки блока приемника («усиление» и «УИ») необходимо установить в положение, чтобы был слышен некоторый различительный фон, уровень которого и необходимо сравнивать при перестановке акустического датчика. Этот фон невозможно описать, он на каждом участке свой. Накладывается масса обстоятельств: это и собственный фон земли, и фон расположенных рядом объектов, и шум протекающей воды по трассе. Установив акустический датчик, надо контролировать, чтобы во время включения АД не перемещался, ручка АД не качалась и провод, соединяющий АД и приемник, не задевал части АД. Прослушав и визуально зафиксировав уровень шума, выключаем блок приемника и переносим на 40–50 см АД на другое подготовленное место.

Фиксируем положение АД, включаем блок приемника и сравниваем уровень шума с предыдущим. Если характер шума значительно не отличается от предыдущего, выключаем приемник и переносим АД на следующее место. Если характер шума изменился, анализируем, стал он ак-

тивнее или слабее. Если слабее, возвращаемся к предыдущему, сравниваем еще раз и помечаем для себя подозрительное место. На этом месте пока не стоит сосредотачиваться, а просто отметить и продолжать обследование. Редко бывает, что теплотрасса проходит в тихом районе, без рядом проезжающего транспорта. Это не должно мешать оператору. Создавая прибор, мы преследовали цель сделать его максимально чувствительным к звуковым колебаниям, распространяемым по земле, и закрытым от помех, передаваемых по воздуху. Шум машин, пешеходов имеет волнообразный характер, а шум утечки – фоновый. Поэтому если машина проезжает слишком близко, можно просто выключить приемник. Если при обследовании трубопровода участки, вызывающие подозрения, встречаются через одинаковые расстояния, следует дополнительно обращаться к схеме прокладки. Труба может проходить на неподвижных опорах, которые концентрируют на себе шум утечки. Так как опоры имеют большую площадь соприкосновения с землей, шум на поверхности тоже будет активный. Те места, которые вы выделяете как утечку, и где есть несовпадение (по метрам) с неподвижными опорами, более вероятны для утечки. В результате многократного повторения установки АД на подозрительных местах определяем по характеру и амплитуде шума (и по косвенным признакам) место утечки и указываем место вскрытия теплотрассы.

Косвенными признаками места утечки являются:

- провалы грунта в месте с повышенным уровнем шума;
- повышенная влажность грунта;
- подтаивание снега;
- образование углубления, заполненного водой.

Точность обнаружения утечки зависит от многих факторов: класса прибора, опыта оператора, глубин залегания трассы, качества и состава грунта и его поверхности, давления в трубопроводе, характера разгерметизации и т.д.

Основное достоинство течепоисковых приборов – это то, что специалисты становятся владельцами своего времени и меньше тратится энергии на раздумывание: «Что же делать с этой трассой?».



*А. Евсеев*

# СОВРЕМЕННАЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ

Мировой рынок теплоизоляционных материалов в настоящее время очень разнообразен. Это огромная индустрия, оцениваемая в десятки миллиардов долларов, в которой заняты миллионы людей. Наша задача – кратко рассмотреть состояние рынка термоизоляции для инженерных систем (кондиционирование, холодильная техника, вентиляция, санитарные системы, холодное и горячее водоснабжение, отопление). К выбранной категории материалов относятся: вспененный синтетический каучук, вспененный полиэтилен, частично – материалы на основе минеральных волокон (минеральные ваты), пенополистирол, пенополиуретан и некоторые другие.

Минеральные ваты хорошо известны и широко применяются в технике, на производстве, в строительстве. Верхний предел рабочих температур у них составляет 650 °С для стекловаты и 950 °С для минваты на основе базальта. Минеральные ваты не горят, а в сочетании с асбестовым покрытием способны противостоять открытому пламени с температурой до 1700–1800 °С. Это обстоятельство, наряду с низкой ценой (в 2–2,5 раза дешевле, чем каучук или полиэтилен), экологической чистотой и хорошими теплоизоляционными свойствами (коэффициент теплопроводности 0,034–0,038 Вт/м·(°С) при 0 °С), делает минеральные ваты на сегодняшний день основным материалом для теплоизоляции стен зданий различного назначения, сайдинга, высокотемпературных теплотрасс и пр.

Экологическая чистота и вредность, правда, понятия не совпадающие. Тот, кто хоть однажды имел дело со стекловатой, знает это не понаслышке. К недостаткам также можно отнести способность впитывать влагу (вата – она и есть вата). В последнее время во избежание этого применяются специальные водоотталкивающие пропитки, покрытия из металлической фольги или синтетических пленок. Кроме того, следует упомянуть высокую стоимость монтажа (на 40–50% больше, чем для вспененного полиэтилена и каучука).

Материалы на основе минеральных волокон, как правило, изготавливаются в виде рулонов толщиной 20–100 мм, в виде скорлупцилиндров для монтажа на трубы диаметром от 15 до 320 мм. Очень хорошо известны и прекрасно зарекомендовали себя в течение многих лет эксплуатации минеральные теплоизоляционные материалы таких марок, как Isover, Rockwool, Paroc и др. Международные концерны, обладатели этих торговых марок, в настоящее время имеют производственные площадки на территории России, на которых налажен выпуск высококачественных теплоизоляционных материалов на основе минеральных волокон. По различным оценкам, на минеральные теплоизоляционные материалы приходится, в силу различных причин (сравнительно низкая цена, сложившиеся стереотипы «термоизоляция – стекломат», широкая дилерская сеть распространения этих материалов и пр.), 60–65% всех материалов российского рынка термоизоляции. Доля эта по-

стоянно снижается, особенно в последнее десятилетие, по причине распространения вспененных экструдированных синтетических материалов, появления задач, для решения которых минеральные ваты не подходят.

Термоизоляционные материалы на основе вспененных синтетических материалов появились в России 10–12 лет назад. С тех пор сменилось, по крайней мере, три поколения синтетических вспененных термоизоляционных материалов. От первых образцов вспененного синтетического каучука марки Armaflex в далеком 1992 году (американский концерн Armstrong World Industries – впоследствии германский Armacell; Мюнстер) и вспененного полиэтилена Thermaflex FRZ в 1995 году (международный концерн Thermaflex; Нидерланды) до современных термоизоляционных материалов данных производителей и присоединившихся к ним позже (об этих фирмах будет рассказано ниже). В течение последнего года на российском рынке синтетической термоизоляции наблюдается настоящая экспансия – до десятка ведущих мировых производителей этой продукции пытаются проникнуть как в центральную, так и в региональную ее сферу.

К несомненным достоинствам термоизоляции из вспененного полиэтилена относятся: высокая износостойкость; способность противостоять механическим нагрузкам, воздействию кислот, щелочей и солей металлов; почти полная химическая инертность. Все это однозначно говорит в пользу вспененного полиэтилена. Полиэтилен обладает высокой озоностойкостью, стойкостью к плесени и микроорганизмам; он не токсичен, способен к рециклингу. Диапазон рабочих температур термоизоляции из вспененного полиэтилена составляет от  $-80$  до  $+105$  °C, коэффициент теплопроводности  $0,034$  Вт/м·(°C) при  $0$  °C; плотность  $27$ – $42$  кг/м<sup>3</sup>. При этом данный материал имеет меньшую себестоимость по сравнению с каучуком.

Основным недостатком вспененного полиэтилена является низкое сопротивление проникновению влаги. Например, наиболее распространенная полиэтиленовая термоизоляция марки Thermaflex FRZ имеет коэффициент паропроницаемости (?) на уровне  $2500$ – $3000$ . А этого недостаточно для длительной эксплуатации термоизоляции из-за увеличения ее теплопроводности (до  $2$ – $2,5\%$  в год) за счет поглощения влаги. Другой недостаток полиэтиленовой термоизоляции – небольшое линейное расширение полиэтилена (не более  $3\%$  во всем диапазоне рабочих температур).

Если вы имеете дело с холодильным или вентиляционным оборудованием значительной мощности, работающим в непрерывном режиме (чиллеры, холодильники заводов по производству мясомолочных продуктов, пива и т.д.), то возможно использование полиэтиленовой изоляции. Однако



если в вашем распоряжении холодильник небольшой производительности, к тому же работающий в пиковом режиме (например небольшой кондиционер, который постоянно включается и выключается, то в соответствии с выбранной программой), то слабая способность полиэтилена к растяжению – сжатию приведет к появлению периодических знакопеременных напряжений и, как следствие, повреждению изоляции. Таким образом, основная функция термоизоляционного покрытия в системах кондиционирования, охлаждения, вентиляции – защита от проникновения влаги к теплообменным поверхностям (защита от коррозии) – не будет выполнена. Современные термоизоляционные материалы на основе вспененного полиэтилена либо покрываются защитными пленками, либо легируются специальными добавками с целью изменить сам исходный материал.

Рынок полиэтиленовой термоизоляции в настоящее время выглядит примерно так. До недавнего времени монополистом на нем являлся концерн Thermaflex. Однако в последние год-полтора достойную конкуренцию ему составляют вспененный полиэтилен российского производства (марки «Энергофлекс», «Пенофол») и белорусский «Стейнофол». Причем российскими и белорусскими про-

изводителями рынок завоевывается путем понижения цен. Наладить выпуск качественного вспененного полиэтилена пытались почти все ведущие мировые производители каучуковой изоляции. Но, к чести концерна Thermaflex, надо отметить, что сделать полиэтилен столь высокого качества оказалось очень не просто.

Для наиболее распространенных марок вспененного синтетического каучука, таких, как K-flex ST (Италия), Kaiflex ST (Германия), AF/Armaflex (Германия), диапазон рабочих температур составляет от  $-40$  до  $+105$  °С; коэффициент теплопроводности –  $0,036$  Вт/м·(°С) при  $0$  °С; плотность  $65$ – $85$  кг/м<sup>3</sup>; коэффициент паропроницаемости –  $7000$  и выше. Большинство компаний-производителей, используя специфические свойства каучука, в 2001–2002 годах выпустило высокотемпературный вспененный каучук с верхней рабочей температурой  $150$ – $175$  °С. А применение специальных покрытий (асбеста, например – материал Kaiflex protect F-black, Германия) позволяет поднять рабочую температуру на поверхности до  $500$  °С. Себестоимость, а следовательно, и цена термоизоляции из каучука выше, чем аналогичный показатель у полиэтилена.

Высокая эластичность – вот преимущество термоизоляции из синтетического каучука. То, что относительное линейное термическое расширение каучука составляет не менее  $12$ – $15\%$  во всем диапазоне рабочих температур, делает его наиболее предпочтительным для систем кондиционирования и вентиляции. Кроме того, монтаж каучука ненамного, но все-таки дешевле монтажа полиэтилена – за счет большей гибкости; он хорошо склеивается (холодная сварка), чего нельзя сказать о полиэтилене (что бы ни заявляли производители и продавцы полиэтиленовой термоизоляции, клеевые соединения и особенно их поведение во время эксплуатации – проблемное место).

Термическая стойкость – еще один параметр, которым ни в коем случае нельзя пренебрегать при выборе того или иного типа термоизоляции. Так, каучук сохраняет свою геометрию даже при значительном превышении верхнего предела рабочих температур (практически открытое пламя в течение нескольких секунд). Полиэтилен же при небольшим и кратковременном превышении верхнего предела рабочих температур в  $110$  °С почти наверняка изменит свою геометрию, а при значительном превышении скорее всего спечется с образованием корки, потеряв при этом пористую структуру, а значит, и все свои термоизоляционные свойства.

Сегодня расстановка сил на российском рынке вспененного каучука такова:  $60$ – $65\%$  продаж приходится на хорошо зарекомендовавший себя каучук K-flex итальянского производства. Постоянно обновляемый ассортимент, продуманная полити-

ка цен и продаж позволяют ему и впредь сохранять позиции в этом секторе рынка. Немецкий каучук Kaiflex производства компании «Wilhelm Kaimann GmbH & Co», несмотря на то что присутствует на рынке не более двух лет, смог завоевать до  $25\%$  рынка. За каучук германского производства говорят немецкое качество со строжайшим технологическим контролем, обязательность поставок, до мелочей продуманная логистика. Что касается остальных производителей термоизоляции из вспененного синтетического каучука, то на их долю приходится не более  $15$ – $20\%$ . Соотношение сил, правда, постоянно меняется. Почти не приходится сомневаться, что такие компании, как «Armasell» (Германия), «Ysolis» (Франция, материал Rubaflex), «Aeroflex» (Швейцария) или израильский, «Vidoflex», найдут своего потребителя в России.

Некоторые эксперты оценивают сегодня мировой рынок термоизоляции в  $20$ – $25$  млрд. долл. и предсказывают его удвоение в ближайшие  $10$ – $12$  лет. На долю России приходится не более  $0,2\%$  мирового потребления этих материалов (всех видов, а не только каучука и полиэтилена). Это, по различным оценкам, не более  $25$ – $30$  млн. долл. в год. Маловато для такого государства. Сегодня, правда, Россия, немного задержавшись на старте, имеет все шансы оказаться в числе ведущих стран по применению термоизоляционных материалов и энергосберегающих технологий. По прогнозам, в ближайшие годы российский рынок термоизоляции будет расти во всех его сегментах. Ожидается рост доли изоляционных материалов в промышленности и строительстве, а также постепенное «выравнивание» термоизоляционного рынка – крупными потребителями термоизоляции станут региональные центры.

Растущие потребности в теплоизоляции можно и нужно удовлетворять за счет поставок термоизоляционных материалов зарубежного производства, используя передовые западные технологии. Основной упор, однако, следует делать на развитие производства собственного.





**В.Иноземцев,  
генеральный директор  
ООО ТПК  
«Проммашинвест»**



## ОСОБЕННОСТИ РЫНКА КОМПРЕССОРНОЙ ТЕХНИКИ В РОССИИ

Сегодня, когда достаточно много говорится о защите интересов отечественных производителей, хотелось бы остановиться на некоторых особенностях рынка компрессорной техники в России. Нельзя сказать, что подавляющее большинство промышленных предприятий предпочитает делать выбор в пользу иностранных производителей. Однако крупные компании и корпорации нефтехимической отрасли, горно-металлургического комплекса и пищевой промышленности, осуществляя программы модернизации действующих производств и строительства новых объектов, априори не включают отечественных производителей в число возможных поставщиков компрессорной и холодильной техники. И связано это, скорее всего, со сложившимся стереотипом восприятия отечественной техники с позиций надежности, энергоэффективности и экологичности.

Вместе с тем на отечественных компрессорных предприятиях активно ведутся разработки и осуществляется внедрение новых, конкурентоспособных образцов компрессорной техники, мало уступающих лучшим иностранным образцам, а по параметру – цена/качество и уровню эксплуатационных затрат явно их превосходящих.

В качестве примера можно привести деятельность ОАО «Пензкомпрессормаш» (бывший «Пензенский компрессорный завод»), известного с 1949 года в России и за рубежом производителя надежных поршневых, а в настоящее время и винтовых компрессоров. Начав в 1984 году серийное производство винтовых компрессоров, ОАО «Пенз-

компрессормаш» постоянно расширяет их выпуск, повышая технический уровень.

С 2002 года на заводе налажено серийное производство современных воздушных винтовых компрессоров общепромышленного назначения типоразмерного ряда серии 1ВВ, производительностью 6; 9; 14; 20; 30 и 40 м<sup>3</sup>/мин. и мощностью электродвигателя 45; 55; 75; 90; 132; и 250 кВт с напряжением питания 380 В, а также компрессора производительностью 40 м<sup>3</sup>/мин. в модификациях с высоковольтным и низковольтным электродвигателем (1ВВ-40/9В и 1ВВ-40/9Н).

Компрессоры серии 1ВВ отличаются повышенной надежностью и уменьшенными эксплуатационными затратами за счет снижения энергопотребления и расхода масла. Характерными особенностями компрессоров серии 1ВВ являются роторы с новым прогрессивным профилем и эффективная система маслоотделения.

Винтовые компрессорные установки (ВКУ) поставляются в двух модификациях: с водяным или воздушным охлаждением масла и нагнетаемого воздуха. Все винтовые воздушные компрессорные установки оснащаются системами автоматизации различного уровня сложности, обеспечивающими диагностику состояния узлов ВКУ, управление и контроль функционирования ВКУ, а также автоматическое отключение ВКУ при выходе тех или иных параметров работы из зоны предельно допустимых значений с выдачей соответствующей сигнализации оператору.

В компрессорах серии 1ВВ внедрена улучшен-

ная конструкция торцового уплотнения вала ведущего ротора, которая исключает утечки масла при эксплуатации; трубопроводная обвязка выполняется рукавами с металлической оплеткой, компенсаторы сильфонного типа исключают температурные и монтажные деформации.

Говоря о достоинствах нового оборудования, следует отметить, что в системах охлаждения воздуха и масла применены эффективные теплообменные аппараты из профильных алюминиевых труб. Системы маслоотделения укомплектовываются фильтроэлементами и маслоотделителями прогрессивной конструкции, что обеспечивает незначительный унос масла сжатым воздухом. Для охлаждения и смазки взамен турбинных масел разработаны и поставляются вместе с компрессорами высококачественные специальные рабочие и промывочные масла, которые позволяют уменьшить эксплуатационные расходы потребителей за счет увеличения срока службы масел и масляных фильтров. Все это позволяет в нормативно-технической документации декларировать следующие основные эксплуатационные показатели:

- наработка до капитального ремонта не менее 40 тысяч моточасов;
- содержание масла в нагнетательном воздухе не более 3–5 мг на 1 м<sup>3</sup>;
- ресурс работы фильтра маслоотделителя до 4000 ч;

– расход масла на унос от 5 г/ч (в зависимости от марки компрессора).

Все изготавливаемое оборудование соответствует требованиям нормативных документов Госстандарта России и своевременно сертифицируется сертификационным центром НП «СЦ НАСТХОЛ» (г.Москва). Заводская система качества аттестована Российским морским регистром судоходства в соответствии с требованиями международного стандарта ИСО 9001-1994.

На заводе приобретено и готовится к вводу новое роторофрезерное оборудование фирмы «Holroyd», в том числе единственный в России заточный станок для бескопирной заточки фрез для нарезания роторов.

Главная особенность этих винтовых компрессоров в том, что при достаточно высоком общем техническом уровне они, в отличие от наводивших российский рынок импортных компрессоров и компрессоров на базе импортных комплектующих, снимают с потребителей риски при эксплуатации, связанные с различными изменениями мировой экономической конъюнктуры и тарифной политики.

Кроме этого, в 2000–2002 годах на заводе освоено производство модулей компрессорных заправочных МКЗ-50У2, предназначенных для заправки транспортных средств газом, и передвижных компрессорных станций ПВ-4/7УХЛ1.



**М. Дискин,**  
кандидат технических  
наук,  
ООО «Климатвентмаш»



## РАСЧЕТ ВОЗДУШНЫХ ЗАВЕС

Расчет и подбор воздушных и воздушно-тепловых завес – актуальная техническая задача, связанная с тем, что данное оборудование является достаточно энергоемким. Затраты энергии на завесы в промышленных зданиях с большим количеством ворот зачастую превышают затраты на отопление.

Компания «Климатвентмаш» предложила метод расчета воздушных завес, который построен на других принципах, чем метод, существующий в настоящее время и опубликованный в Справочнике проектировщика. (Вентиляция и кондиционирование воздуха. 1992. Ч. 3.).

Методы расчета воздушных завес разрабатывались российскими учеными начиная с 1936 года. Первоначально расчет воздушных завес базировался на определении траектории оси струи воздушной завесы. Но этот метод не учитывал характеристики герметичности здания. Кроме того, критерием шиберирующих свойств завесы являлось условие пересечения осью струи завесы плоскости ворот на расстоянии от выхода из щели завесы, равном ширине перекрываемого проема. Наибольшее распространение получил метод расчета воздушных завес, в котором расход воздуха завесы определяется с учетом ветровой нагрузки и степени герметичности защищаемого помещения. Этот метод так же представлен в Справочнике проектировщика. (Вентиляция и кондиционирование воздуха. 1992. Ч. 3.).

СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» нормирует расчетную температуру смеси воздуха, поступающего в помещение в холодный период года в зависимости от назначения помещения. На рынке присутствует большое количество моделей воздушных завес, производители которых приводят рекомендации по применению того или иного типа завес без учета температур наружного воздуха, воздуха внутри помещения и нормируемой температуры в конце

струи, ветровой нагрузки и степени герметичности защищаемого помещения. Попытки применить для подбора этих завес наиболее известный метод расчета по Справочнику проектировщика приводят к существенно большим величинам расхода воздуха по сравнению с данными производителей, приводимыми в каталогах. В этой работе тепловая мощность определяется с учетом температуры воздуха на выходе из щели завесы, при расчете которой учитываются температура наружного воздуха и нормируемая температура в конце струи без учета температуры воздуха внутри помещения. Предварительно принимаются значения отношения расхода воздуха, подаваемого завесой, к количеству воздуха, проходящему через проем  $q$ , и значения отношения площади защищаемого проема к проходному сечению щели завесы  $F_o$ . В первом приближении рекомендуется принимать  $q = 0,6-0,7$ ;  $F_o = 20-30$  без привязки к каким-либо условиям работы завес.

Более подробное рассмотрение проблемы выбора параметров воздушной завесы (расхода и температуры воздуха на выходе из щели, проходного сечения щели) показало, что заданным условиям может удовлетворять большое количество завес с существенно отличающимися параметрами. При этом приведенные затраты на завесу при изменении  $q$  в пределах 0,5–1,0 изменяются в тридцать раз. Наибольшие значения приведенных затрат соответствуют наибольшим значениям  $q$ . С достаточным основанием можно предположить, что при увеличении исследуемого диапазона  $q$  увеличится диапазон изменения приведенных затрат. Задание проходного сечения щели без увязки с требуемой дальностью воздушного потока завесы существенно затрудняет оценку шиберирующих свойств завесы.

Проверить правильность выбора параметров завесы на основании можно только экспериментально при значениях температур, скорости ветра

и характеристиках здания, которые соответствуют расчетным, что делает такие испытания проблематичными.

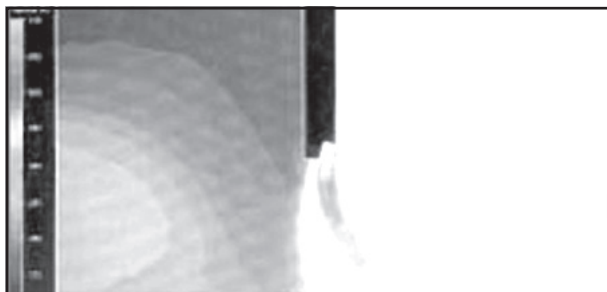


Рис. 1.  
Теплограмма проема при работающей завесе:

температура наружного воздуха – 0 °С;  
температура внутри – 20 °С;  
скорость воздуха на выходе из щели – 12 м/с;  
скорость ветра – 4 м/с.

В последние годы опубликованы расчетные и экспериментальные исследования турбулентных струй в поперечном потоке. Результаты этих исследований учитывают наличие в струе в поперечном потоке, в отличие от течения в обычной затопленной струе, продольного и поперечного градиентов давления и влияние затеснения поперечного потока на изменение поперечного градиента давления в струе. Это позволило сформулировать следующие положения, на основании которых разработана математическая модель струи воздушно-тепловой завесы шибберного типа с забором воздуха на завесу из помещения:

1. Воздушные завесы предназначены для создания преграды на пути проникновения холодного или теплого наружного воздуха сквозь открытые проемы ворот (дверей). Это достигается образованием в плоскости проема ворот воздушной струи с температурой, отличающейся от температуры наружного воздуха. Воздушная струя по мере продвижения от щели завесы смещается под действием перепада давления по обе стороны струи – ветровой нагрузки и смешивается с одной стороны с наружным воздухом, с другой – с воздухом внутри помещения, приобретая среднюю температуру (рис. 1). При рационально выполненной завесе сквозь проем проходит только струя завесы.

2. Величина скорости поперечного потока, обусловленного разностью плотностей воздуха снаружи и внутри помещения, учитывается как составляющая ветровой нагрузки  $v_B$ .

3. Ветровая нагрузка и степень герметичности помещения учитываются некоторой скоростью потока поперечного струе завесы  $v_B$ .

4. Относительный расход воздуха в струе (от-

ношение расхода воздуха завесы к расходу воздуха струи), ширина струи по всей ее длине могут быть рассчитаны на основании теории плоской изотермической струи с учетом изменения ее длины за счет искривления поперечным потоком.

5. Несимметричностью струи вследствие искривления можно пренебречь. В основу математической модели струи воздушной завесы положена формула траектории оси плоской струи в поперечном потоке, которая описывает зависимость от относительных координат оси струи в виде:

$$X=f(Y;a;v/U_0), \quad (1)$$

где  $X=x/b$ ,  $Y=y/b$ ;  
 $x$ ,  $y$  – относительные и абсолютные координаты оси струи;  
 $b$  – ширина щели завесы;  
 $a$  – угол между направлением выхода воздуха из щели завесы и плоскостью защищаемого проема;  
 $v$  – скорость потока, поперечного струе завесы, м/с;  
 $U_0$  – скорость воздуха на выходе из щели завесы, м/с.

Вывод формулы и экспериментальное обоснование результатов приведены в книге Т.А. Гиршовича «Турбулентные струи в поперечном потоке». (М.: Машиностроение, 1993.).

Скорость потока, поперечного струе завесы, в общем виде можно представить как:

$$v=Am, \quad (2)$$

где  $A$  – эмпирический коэффициент;  
 $m$  – коэффициент расхода проема при работе завесы;  
 $DP$  – разность давлений воздуха с двух сторон проема, оборудованного завесой. Значение  $DP$  определяется в соответствии с рекомендациями раздела «Расчет воздушных завес».

Для используемого в настоящее время варианта модели принято:

$$v=0,775 v_B, \quad (3)$$

где  $v_B$  – скорость ветра, м/с;  
 $k_1$  – поправочный коэффициент на ветровое давление, учитывающий степень герметичности зданий. Равен 0,2 для зданий без аэрационных проемов; 0,5 – для зданий с аэрационными проемами, закрытыми в холодный период года; 0,8 – для зданий с аэрационными проемами, открытыми в холодный период года.

Разработанная модель позволяет определять траектории оси и внешних границ струи, среднюю температуру воздуха по длине струи с учетом вет-

ровой нагрузки, степени герметичности помещения и начального угла отклонения струи. Поскольку основным нормируемым параметром завесы является температура смеси, поступающей в помещение, выбор параметров завесы считаем целесообразным начинать с определения значения  $q_c$  на основании теплового баланса струи в завесе с забором воздуха из помещения:

$$G_c t_{CM} = G_3(t_B + t_3) + 0,5(G_c - G_3)(t_H + t_B); \quad (1)$$

$$q_c = G_3/G_c = [t_{CM} - 0,5(t_H + t_B)] / [t_B + t_3 - 0,5(t_H + t_B)]; \quad (2)$$

где:  $G_c$  – расход воздуха в струе на искомом расстоянии от щели завесы;

$G_3$  – расход воздуха из щели завесы;

$t_{CM}$  – значение средней температуры в конце струи, °С;

$t_3$  – повышение температуры воздуха в завесе, °С;

$t_H$  – температура наружного воздуха, °С;

$t_B$  – температура воздуха внутри помещения, °С.

При этом необходимо задать значение нагрева воздуха  $t_3$ , которое обычно бывает известно для определенной конструкции воздухонагревателя, применяемого в завесе.

На основании расчетных формул для плоской струи (2) определяем относительное расстояние от щели завесы до конца струи:

$$s = (1/0.375q_c)^2, \quad (3)$$

С другой стороны, относительное расстояние по определению равно:

$$s = 2000L/b, \quad (4)$$

где  $L$  – длина осевой линии струи с учетом искривления, при которой достигается требуемое значение  $q_c$ , м;

$b$  – ширина щели завесы, мм.

Отсюда:

$$b = 281q_c^2 L. \quad (5)$$

Длина осевой линии струи определяется на основании приближенного уравнения, полученного в результате обработки численных расчетов на модели струи завесы:

$$L = 0,7Be^{2,6V}/\cos\alpha, \quad (6)$$

где:  $B$  – размер проема ворот вдоль направления струи, (требуемая дальность), м;

$V = v/U_0$  – относительная скорость ветра.

Скорость струи на выходе из завесы определяется на основании соотношений для плоской изотермической струи:

$$U_0 = v_{cp}/0,64q_c, \quad \text{м/с}, \quad (7)$$

где  $v_{cp}$  – средняя по сечению скорость воздуха в конце струи, м/с;

Значение  $v_{cp}$  рекомендуется принимать в пределах 2–3 м/с.

Расход воздуха через щель завесы:

$$G_3 = 3,6bHU_0, \quad \text{м}^3/\text{ч}, \quad (8)$$

где  $H$  – размер проема ворот поперек направления струи (длина щели), м.

Подбор завесы производится по величине расхода воздуха, указанной в каталоге производителя завес, по проходному сечению щели, величине нагрева воздуха, наиболее близким к вычисленным значениям. Подставив параметры подобранной завесы в качестве исходных данных в модель, можно оценить эффективность завесы на основании температуры и траектории струи.

Адекватность модели была проверена путем сопоставления расчетных траекторий струи (рис. 2, 3, 4) и средних температур воздуха в струе (табл. 1) с теплограммами струи завесы GEA Viento серии C2.

В данной статье (табл. 2) приводятся результаты подбора двухсторонней боковой завесы по данным примера 7.1 в Справочнике проектировщика.

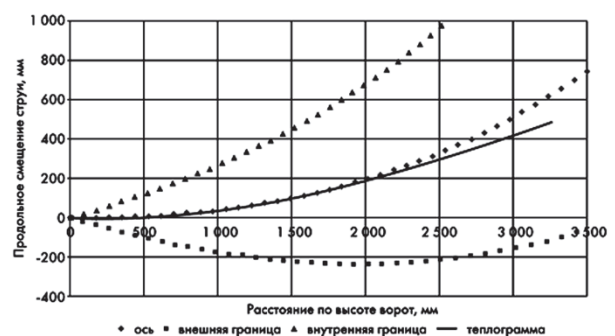


Рис. 2. Сопоставление расчетной траектории с результатами обработки теплограммы: скорость на выходе из щели – 12 м/с, скорость ветра – 3 м/с

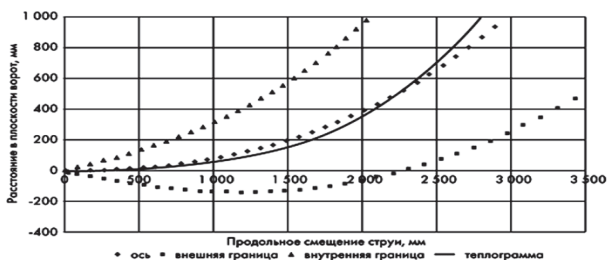


Рис. 3.

Сопоставление расчетной траектории с результатами обработки теплогрammaмы: скорость на выходе из щели – 12 м/с, скорость ветра – 4 м/с

Таблица 1

Значения средних температур воздуха в конце струи

Условия работы	Температура по теплогрammaме, °С	Температура по теплогрammaме осредненная, °С	Температура по расчету, °С
Скорость ветра 3 м/с (рис. 2)	13–21	16,6	17
Скорость ветра 4 м/с (рис. 3)	15–24	18,4	18
Скорость ветра 6 м/с (рис. 4)	10–21	16,6	16

На рис. 5 и 6 показаны траектории струй рассматриваемых завес.

Как видно из табл. 3, предлагаемый метод позволил подобрать завесу по расходу воздуха и по энергопотреблению на 41% меньше, чем по Справочнику проектировщика. Из рис. 5 видно, что завеса ЗВТ 1.00.000-03, подобранная по Справочнику проектировщика, имеет излишнюю «дальнобойность», вследствие чего более половины струи попадает за створ ворот наружу.

Также был произведен расчет завесы для приведенных ниже условий (табл. 4.1, 4.2).



Рис. 4.

Сопоставление расчетной траектории с результатами обработки теплогрammaмы: скорость на выходе из щели – 12 м/с, скорость ветра 6 м/с

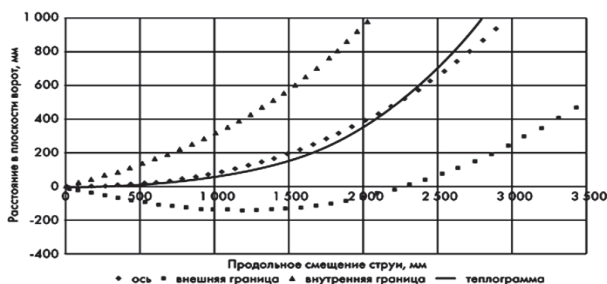


Рис. 5.

Траектория струи завесы ЗВТ 1.00.000-03

Таблица 2

Результаты подбора двухсторонней боковой завесы (исходные данные)

Высота проема, м	H	3,5
Ширина проема, м	B	1,5
Температура в помещении, °С	$t_b$	20
Температура наружного воздуха, °С	$t_n$	0
Нагрев воздуха в завесе, °С	$t_3$	15
Скорость ветра, м/с	V	3

\*Для одной стойки завесы

Таблица 3

Результаты расчета завесы (для одной стойки)

Завеса	Расход воздуха, м <sup>3</sup> /ч	Ширина щели, мм	Температура смеси, °С, (расчет по модели)	Скорость воздуха на выходе из щели, м/с	Энергопотребление, кВт
ЗВТ 1.00.000-03 («Справочник проектировщика», [7])	20 400	180	22	8,75	125,2
«Расчетная» по предлагаемому методу (КВМ)	12 000	75	14	12,35	74,4

Таблица 4.1

Результаты расчета завесы

Высота проема, м	H	3,5
Ширина проема, м	B	1,5
Температура в помещении, °С	$t_b$	20
Температура наружного воздуха, °С	$t_n$	0
Нагрев воздуха в завесе, °С	$t_3$	15
Скорость ветра, м/с	V	3

(исходные данные)

Таблица 4.2  
Результаты расчета завесы. Результаты

Метод расчета	Расход воздуха, м <sup>3</sup> /ч	Ширина щели, мм	Температура смеси, °С, (расчет по модели)	Скорость воздуха на выходе из щели, м/с	Нагрев воздуха, °С	Тепловая мощность, кВт
«Справочник проектировщика»	7 546	117	25	11,97	33,3 (расчет)	83
Метод КВМ	6 025	91	18	12,2	15,0	30
Завеса GEA Viento C2	6 200	95	-	12,0	15,0	31

расчета

По предлагаемому методу величина расхода на 20%, тепловой мощности на 64 % меньше, чем при расчете по Справочнику проектировщика. Следует отметить, что исходные данные соответствуют условиям испытаний завесы GEA Viento серии C2, результаты которых показаны на рис. 2 и 7.

С целью оценки влияния на энергопотребление завесы выбираемых значений  $t_3$  и  $v_{cp}$  были проведены расчеты для вышеуказанных условий при различных величинах  $t_3$  и  $v_{cp}$ .

Величины относительного энергопотребления приведены в табл. 5.



Рис. 6.

«Расчетная» траектория струи завесы

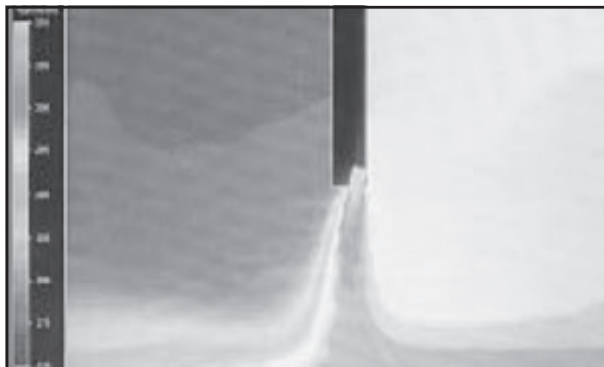


Рис. 7.

Завеса GEA VIENTO C2, ветер 3 м/с



Таблица 5.

Значения относительного энергопотребления для различных значений нагрева воздуха в завесе  $t_3$  и средней скорости воздуха в конце струи  $v_{cp}$

$\frac{v_{cp} \text{ м/с}}{t_3, \text{ °С}}$	18,4	25,0	30,0	40,0	50,0
2,0	0,98	1,12	1,21	1,34	1,40
2,5	1,0	1,13	1,22	1,35	1,43
3,0	1,15	1,18	1,28	1,41	1,46

Как видно, максимальное различие энергопотребления составляет около 50%. Отсюда следует, что предварительное задание значений повышения температуры воздуха в завесе  $t_3$  и средней скорости воздуха в конце струи  $v_{cp}$  приводит к существенно меньшим отклонениям по энергопотреблению подобранной завесы в сравнении с заданием значения  $q$

## ВЫВОДЫ

- Предложен метод определения координат оси и границ струи воздуха, вытекающей из щели воздушной завесы, с учетом влияния на струю ветровой нагрузки, базирующийся на расчетно-экспериментальных исследованиях течения струй в поперечном потоке и характеристиках герметичности зданий. Этот метод позволяет оценивать шиберирующие свойства завесы и определять среднюю температуру струи.

- Определение параметров завесы начинается с определения значения относительного расхода завесы  $q_c$ , вычисленного по уравнению теплового баланса (1). При этом используется аппроксимационное уравнение (6) для определения длины струи, полученное на основании обработки результатов расчетов траектории струи в зависимости от относительной скорости поперечного потока, угла между направлением потока струи на выходе из щели и плоскости проема ворот.



***В. Панфилов,  
старший научный  
сотрудник НТИЦЭТТМЭИ***

## СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО ЭНЕРГОАУДИТА

Измерения, регистрация, анализ, представление полученной информации, ее верная интерпретация являются важной составной частью энергетических обследований промышленных предприятий, объектов жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ), социальной сферы и т.п. Для изучения реального состояния объекта, оценки потоков ресурсов (в частности – энергоресурсов) и потоков продуктов, качества энергоснабжения и эффективности использования энергии, составления точного баланса энергии и энергоносителей, принятия правильных решений необходимо постоянно иметь достаточно полную и достоверную информацию о контролируемых объектах и процессах. Для получения такой информации используются разнообразные методы и средства измерений. Грамотная постановка задачи, правильный выбор методов и средств измерений, обоснованные требования конкретных метрологических и эксплуатационных характеристик выбираемых приборов в значительной мере определяют необходимые затраты и качество решения задач инструментального аудита (ИА).

Естественный рост требований к необходимым объемам измерительной информации, ее качеству (достоверности), способам получения, преобразования, анализа, хранения и передачи приводит к постоянным изменениям взглядов на

приборное обеспечение (арсенал) специалистов, занимающихся измерениями в ИА. Повышаются требования к метрологическим и эксплуатационным характеристикам измерительного оборудования, его габаритам и массе, защищенности от воздействия окружающей среды. Появляются и внедряются в повседневную практику новые подходы, физические принципы, методы и средства измерений. Все более широкое распространение получают динамические модели объектов и процессов, подразумевающие использование достаточно быстродействующих средств автоматизированной регистрации и компьютерного анализа информации. Все чаще применяются методы длительного многоканального мониторинга параметров технологических процессов и объектов ЖКХ, параметров окружающей среды. Уходят со сцены классические аналоговые средства динамических измерений и регистрации, поскольку они, как правило, не отвечают современным требованиям, предъявляемым к метрологическим и эксплуатационным характеристикам, не позволяют обеспечить автоматизированный сбор и анализ информации, а также создавать автоматизированные системы управления процессами. Поэтому сегодня в основном используются цифровые методы и средства, микропроцессорные и компьютерные ком-



плексы, применяются автоматизированный сбор, анализ и представление данных.

## 1. Специфика измерений в ИА

Как и в любых других профессиональных измерениях, существует определенная специфика экспресс-измерений, выполняемых в рамках ИА, и, как следствие, есть специфика требований к используемым методам и средствам измерений. Некоторые наиболее важные черты этой специфики можно кратко сформулировать так.

В таких измерениях обычно не требуются высокие точности результатов. Вполне достаточной бывает относительная погрешность на уровне  $\pm(0,5...5)\%$ . Как правило, не требуется высокого быстродействия средств измерений, поскольку большинство измеряемых в ИА физических величин меняется сравнительно медленно.

Часто бывает нежелательно (а порой – невозможно) вмешиваться в ход технологического процесса (т.е. необходимо обеспечивать подключение и использование средств измерений без остановки процесса, разрыва или отключения электрической цепи, без врезки в трубопровод, без контакта с движущимся объектом и т.п.). Так называемые неинвазивные методы и средства являются наиболее подходящими для решения задач ИА.

Геометрические размеры многих обследуемых объектов (цехов, предприятий, многоэтажных зданий, протяженных теплотрасс) таковы, что для выполнения комплексных обследований может потребоваться организация сложных пространственно распределенных измерительных систем. Продолжительность регистрации в некоторых экспериментах может быть значительной (сутки, недели, месяцы). Следовательно, необходимо заботиться об устойчивом и длительном питании аппаратуры.

Может потребоваться работоспособность оборудования в жестких условиях эксплуатации. Эксперименты далеко не всегда приходится выполнять в нормальных условиях. Порой диапазоны изменения влияющих величин довольно широки, например, значения температуры окружающей среды, лежащие в диапазоне  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}...+50\text{ }^{\circ}\text{C}$  – вполне обычное дело. Возможны значительная вибрация, сильные электромагнитные поля, высокая запыленность, серьезная относительная влажность, газо- взрывоопасные, агрессивные среды. Габариты и масса измерительной аппаратуры должны быть минимальными, надежность ее и пыле- влагозащищенность достаточно высокими. Габариты прибора формата Hand-Held («удерживаемый в ладони») и масса до 1 кг – это хорошие показатели. Нормальным уровнем защищенности аппаратуры для ИА считаются значения норматива IP 55...IP 67 (International Protection – IP XX).

## 2. Состояние современного приборного парка

Анализ ассортимента, основных характеристик и стоимость различного измерительного оборудования для ИА, доступного в РФ (официальных поставщиков зарубежных фирм и отечественных разработчиков), показывает, что сегодня на рынке имеются сотни моделей средств измерений с различными возможностями и характеристиками. В табл. 1 приведен небольшой фрагмент обширного перечня зарубежных и отечественных измерительных приборов и оборудования, предназначенных для проведения ИА, экспресс-измерений и оснащения мобильных диагностических лабораторий (МДЛ).

Конкретный комплект измерительного оборудования «энергоаудиторской команды» (и оснащения МДЛ в частности) определяется спецификой сформулированных задач обследования и возможностями энергоаудитора и состоит обычно из 15...20 приборов, а также – малогабаритного (типа Rover Book или Think Pad) персонального компьютера (желательно – промышленного стандарта – Industrial Standard PC, т.е. обладающего более высокими эксплуатационными характеристиками).

Заметное преобладание в табл. 1 оборудования зарубежных фирм объясняется его более высокими эксплуатационными характеристиками по сравнению с отечественным. А поскольку для решения задач ИА эксплуатационные характеристики аппаратуры, как правило, важнее метрологических, то предпочтение, по возможности, следует отдавать более надежному оборудованию.

Рассмотрим возможности и технические характеристики некоторых новых инструментов, появившихся на российском рынке.

## 3. Измерение и регистрация параметров электропотребления

Neme Analyst 2050 фирмы LEM (Великобритания) – малогабаритный (Hand-Held) микропроцессорный измеритель/регистратор параметров электропотребления. Широкие функциональные возможности, высокие метрологические и эксплуатационные характеристики этого современного микропроцессорного прибора соответствуют самым последним достижениям измерительной техники и микроэлектроники. Он может заменить сложные дорогостоящие регистраторы/анализаторы (например, типа AR.4M фирмы «Circuitor» Испания) более чем в половине встречающихся типичных задач.

Прибор позволяет измерять в широких диапазонах переменные и постоянные токи (бесконтактно), переменные и постоянные напряжения, мощности (переменные и постоянные), активную энергию, значения коэффициентов мощности ( $\cos \theta$ ), частоту (табл. 2). Есть также режим измерения

## Перечень измерительных приборов и оборудования

№ п/п	Наименование, краткая характеристика прибора, оборудования	Тип, фирма-изготовитель, страна
<b>Измерения и регистрация в электрических цепях</b>		
1.	Анализатор параметров электрических цепей (измерения и длительная регистрация в одно- и трехфазных цепях $U, I, f, PF (\cos \varphi), P_{\text{акт}}, P_{\text{реакт}}, W_{\text{акт}}, W_{\text{реакт}}$ , анализ гармоник, спектр) – с комплектом принадлежностей.	AR. 5M CIRCUTOR (Испания)
2.	Портативный анализатор параметров электропотребления: измерение и регистрация постоянных и переменных токов (без разрыва цепи), напряжений, мощности, энергии, частоты, коэффициента мощности. Интерфейс RS 232.	Analyst 2050 LEM (Великобритания)
3.	Цифровой регистратор (Data Logger) тока (до 3 000 А) с токовым входом 0...1 А АС. Истинное СКЗ. Внутренняя память – 8 000 отсчетов. Без датчиков.	L110 Chauvin Arnoux (Франция)
4.	Цифровой регистратор (Data Logger) напряжения (0 ... 300 В АС). Истинное СКЗ. Внутренняя память – 8 000 отсчетов.	L230 Chauvin Arnoux (Франция)
<b>Контактные измерения и регистрация температуры</b>		
5.	Цифровой термометр с воздушной ( $-50^{\circ}\text{C}...+200^{\circ}\text{C}$ ), контактной ( $-50^{\circ}\text{C}...+1000^{\circ}\text{C}$ ) и погружной ( $-50^{\circ}\text{C}...+200^{\circ}\text{C}$ ) термопарами типа К (Х-А).	ETI – 2001 ETI (Великобритания)
6.	Цифровой термометр со сменными зондами ( $0^{\circ}\text{C}...-600^{\circ}\text{C}$ ; $-200^{\circ}\text{C}...+1300^{\circ}\text{C}$ ). Запоминание текущего значения, усреднение, определение максимума. Диапазон рабочих температур прибора $-20^{\circ}\text{C}...+45^{\circ}\text{C}$ .	ТК-5 ТехноАс (Россия)
7.	Цифровой восьмиканальный измеритель-регистратор (накопитель данных) для длительной записи информации от датчиков различных величин (температура, давление, влажность и др.), объем памяти 64 кбайта.	SQUIRREL 1003 GRANT (Великобритания)
<b>Бесконтактные измерения температуры</b>		
8.	Инфракрасный термометр ( $-32^{\circ}\text{C}...+600^{\circ}\text{C}$ ), угол визирования 1:30, круговой лазерный указатель.	RAYST60 Raytek (США)
9.	Инфракрасный термометр ( $-20^{\circ}\text{C}...+600^{\circ}\text{C}$ ), угол визирования 1:100.	C-210 «Салют» ТехноАс (Россия)
<b>Тепловизионная аппаратура</b>		
10.	Малогабаритный тепловизионный сканер. Внутренняя полупроводниковая память – 30 пар изображений. Внутренний аккумулятор.	«Аврора» «Евросервис XXI век» (Россия)
11.	Портативный тепловизор в комплекте с миниатюрным компьютером. Диапазон температур $-20^{\circ}\text{C}...+200^{\circ}\text{C}$ .	Иртис 200 Иртис (Россия)
<b>Измерения скорости потока жидкости и расхода</b>		
12.	Портативный ультразвуковой расходомер жидкости с накладными датчиками для труб с внутренним диаметром (13...2000) мм. Скорость потока – до 12 м/с. Внутренняя память. Температура труб до $+200^{\circ}\text{C}$ .	Portaflow 300 Micronics (Великобритания)
13.	Портативный ультразвуковой расходомер жидкости с накладными датчиками для жидкостей, содержащих взвешенные частицы или пузырьки газа. Для труб с внутренним диаметром до 4500 мм. Температура до $+93^{\circ}\text{C}$ .	PDFM – IV GrayLine (Великобритания)
<b>Анализ газов</b>		
14.	Анализатор дымовых газов и горения ( $\text{O}_2, \text{CO}, \text{CO}_2, \text{NO}_x, \text{NO}, \text{SO}_2$ , альфа, к.п.д. котла, давление, температура) с распечаткой результатов встроенным термоприинтером.	QUINTOX KM 9106 KANE (Великобритания)
15.	Сигнализатор утечек взрывоопасных газов (метан, пропан, ацетилен и др. углеводородсодержащих смесей).	Метан-9М ТехноАс (Россия)
<b>Измерение освещенности</b>		
16.	Цифровой люксметр 0...50 000 лк.	RS 180 RS-Company (Великобритания)

Основные характеристики моделей Heme Analyst 2050/2060

Ток (DC/AC/DC+AC)	40 А/400 А/2000 А
Погрешность	±1,5% от измеренного значения
Напряжение (DC/AC/DC+AC)	4 В/40 В/400 В/750 В
Погрешность	±1,0% от измеренного значения
Мощность (DC/AC/DC+AC)	4 кВт/40 кВт/400 кВт/1200 кВт
Погрешность	±2,5 % от измеренного значения
Коэффициент мощности	0,3...1,0
Погрешность	±3% от измеренного значения
Энергия	4 кВт·ч/40 кВт·ч/400 кВт·ч/4000 кВт·ч/40000 кВт·ч
Погрешность	±3% от измеренного значения
Частота	10 Гц...1 кГц
Погрешность	40 Гц...70 Гц ±0,5% ; 70 Гц...1 кГц ±1,0%
Гармонический состав	До 25-й гармоники (только модель 2060)
Общий коэффициент гармонических искажений	1%...100%/100%...600%
Погрешность	±3%/±5%
Габариты/масса	300 мм × 98 мм × 52 мм/820 г

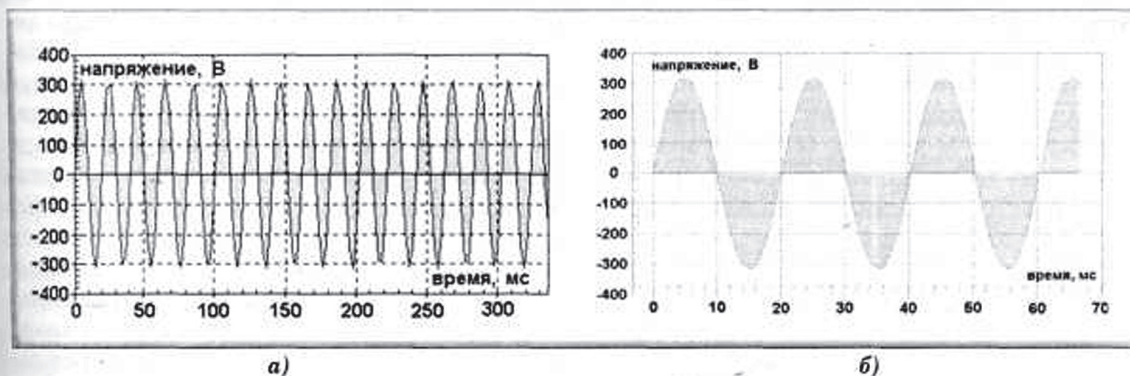


Рис. 1. Примеры регистрации сигналов мгновенного напряжения силовой сети

мощности и энергии в симметричных трехфазных цепях. Прибор имеет весьма полезные функции цифрового осциллографа и регистратора. Объем внутренней памяти – 5000 результатов. При работе в осциллографическом режиме есть возможность менять (правда, в сравнительно небольших пределах) скорость развертки. Во всех режимах прибор обеспечивает автоматический выбор диапазона измерений.

На рис. 1 приведены примеры регистрации этим прибором формы сигнала напряжения силовой электрической сети.

На рис. 2 показан пример записи действующего значения тока при работе бытового электрического чайника, а на рис. 3 – график мгновенных значений сигнала напряжения в розетке радиотрансляционной сети.

Цена этого прибора фирмы LEM (модель 2050 с описанием на русском языке и годовой гарантией в Москве – 1800 долл.), гораздо ниже стоимости сложных классических регистраторов/анализаторов (например фирмы «Circutor»).

#### 4. Измерение температуры

##### 4.1. Контактные измерения

Цифровой миниатюрный термометр – наиболее распространенный инструмент в арсенале аудиторской команды. Одна из последних моделей – микропроцессорный термометр N9008 фирмы «COMARK» (Великобритания). Это двухканальный термометр для контактного измерения температуры, обеспечивающий режим поочередного измерения температуры по каждому каналу или режим измерения разницы температур каналов. При-

Таблица 3

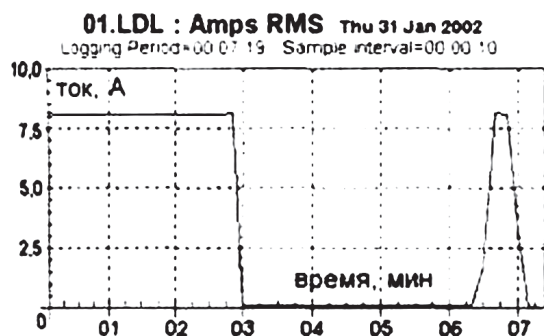


Рис. 2. Пример регистрации действующего значения тока

бор может работать с термопарами различных типов и в различных диапазонах температур (табл. 3).

Имеет автоматический выбор диапазона измерений. Чувствительность на диапазоне до +1000 °C составляет 0,1 °C, на диапазоне выше 1000 °C – 1,0 °C. Размерность результата измерения может быть выбрана пользователем: градусы Цельсия, градусы Фаренгейта или Кельвины. Последний результат измерения может быть зафиксирован (режим Hold). Класс точности (предельное значение основной абсолютной по-

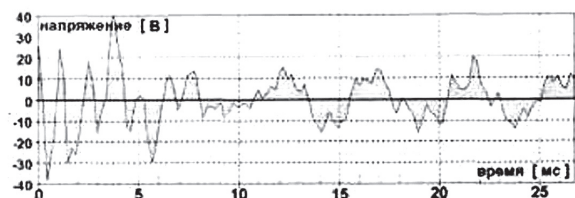


Рис. 3. Пример регистрации сигнала напряжения

## Используемые термопары и диапазоны измерения

Тип используемой термопары	Диапазон измеряемых температур
K	-200°C...+1372°C
N	-200°C...+1300°C
T	-200 °C ... + 400°C
J	-200°C...+1200°C
R	-50°C...+1767°C
S	-50°C...+1767°C

грешности при температуре окружающей среды +23 °C) составляет  $\pm(0,1\%$  от результата измерения +0,2 °C). Температурный коэффициент определяется как  $\pm 0,01\%$  от результата измерения на каждый градус отличия от 23 °C. Прибор имеет довольно широкий диапазон рабочих температур: -25 °C...+50 °C и высокий уровень пылевлагозащищенности – IP67. Габариты/масса – 180 мм x 80 мм x 31 мм/270 г. Питание термометра – батарея 9 В (90 часов непрерывной работы). Стоимость прибора в Москве (с НДС и годовой гарантией) – 600 долл.

### 4.2. Бесконтактные измерения

Термометры, работающие в бесконтактном режиме (инфракрасные термометры), получили сегодня широкое распространение в решении различных задач экспресс-измерений. Семейство доступных в России инфракрасных термометров (ИКТ) пополнилось рядом новых моделей. Из предлагаемых зарубежными производителями отметим группу приборов фирмы «RAYTEK» (США) (табл. 4.).

Некоторые модели могут программироваться на режимы определения максимальных, минимальных и средних значений температуры. Модель

Таблица 4

## Инфракрасные термометры фирмы RAYTEK

Модель	Диапазон измеряемых температур, °C	Отношение «расстояние/диаметр»	Наличие лазерного указателя	Задание коэффициента излучательной способности
RAYMT4U	-18...260	6:1	есть	нет
RAYST20	-32...400	12:1	есть	нет
RAYST30	-32...545	12:1	круговой	нет
RAYST60	-32...600	30:1	круговой	есть
RAYST80	-32...760	50:1	круговой	есть
RAYMX2	-30...900	60:1	круговой	есть
RAYMX4P	-30...900	60:1	круговой	есть

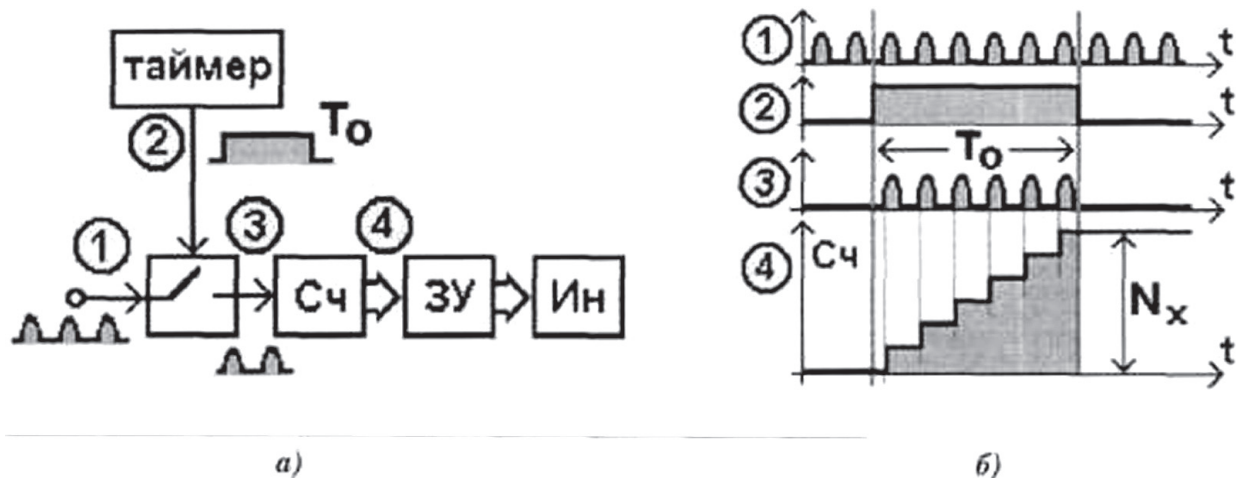


Рис. 4. Устройство и принцип действия тахометра

RAYMX4P (самая мощная и самая дорогостоящая) обеспечивает все режимы, имеет внутреннюю память и дает возможность связи с персональным компьютером.

Диапазон цен на эти приборы (в Москве с НДС при годовой гарантии) от 200 долл. до 1440 долл.

В этой группе приборов по показателю «возможности/цена» выделяется модель RAYST60 (720 долл.). Это микропроцессорный ИКТ с диапазоном измеряемых температур  $-32\text{ }^{\circ}\text{C} \dots 600\text{ }^{\circ}\text{C}$ , что позволяет решить большинство задач по обследованию объектов тепло- и электрохозяйства. Этот прибор гораздо удобнее широко распространенных в России бесконтактных термометров КМ 826 и КМ 822. Отношение «расстояние/диаметр зоны» у термометра RAYST60 равно 30:1 (это может считаться оптимальным отношением для большинства типичных задач ИА), что особенно важно при измерениях температуры фрагментов малой площади, например, при оценке перегрева контактных соединений распределительных устройств. Важным преимуществом перед старыми моделями ИКТ является то, что этот прибор имеет круговой лазерный указатель – восемь светящихся точек на поверхности объекта, как бы образующих окружность (или эллипс). Это позволяет безошибочно определять рабочую зону при любых расстояниях до поверхности объекта и углах направления оптической оси термометра. Возможно программирование режимов работы и значения коэффициента излучательной способности. Имеется функция запоминания максимального, минимального, среднего значений измеряемой температуры. А наличие дополнительного входа для подключения контактной термопары существенно расширяет возможности термометра. Немаловажно, что этот прибор заметно дешевле

предыдущих аналогичных моделей. Сегодня в Москве цена этого прибора (с НДС и годовой гарантией) составляет 720 долл.

### 5. Измерение скорости вращения и линейной скорости

Наиболее распространенным способом измерения скорости вращения и линейной скорости движущихся объектов является трансформация этих величин в частоту следования импульсов, которая затем легко преобразуется в цифровой эквивалент (код). В основу современных тахометров положен известный принцип цифрового частотомера (рис. 4а).

Входной сигнал (1) импульсного характера от входного тахометрического преобразователя поступает на вход электронного ключа, которым управляет таймер, периодически замыкающий его на постоянный стабильный интервал времени (2) (например,  $T_0 = 10$  секунд). Сформированная таким образом серия импульсов (3) поступает на вход счетчика (Сч), содержимое которого (4) в конце интервала счета равно числу поступивших импульсов  $N_x$  (рис. 4б).

Это число  $N_x$  прямо пропорционально частоте входных импульсов. Содержимое счетчика Сч запоминается в буферном запоминающем устройстве (ЗУ) и хранится там некоторое время. Одновременно этот код поступает на цифровое отсчетное устройство (индикатор – Ин). Если требуется, выполняется автоматическое масштабирование.

Современные тахометры, как правило, реализуют два режима измерения: контактный и бесконтактный. Первый основан на механическом взаимодействии (контакте) движущегося объекта и датчика прибора. Второй – на оптических эффектах

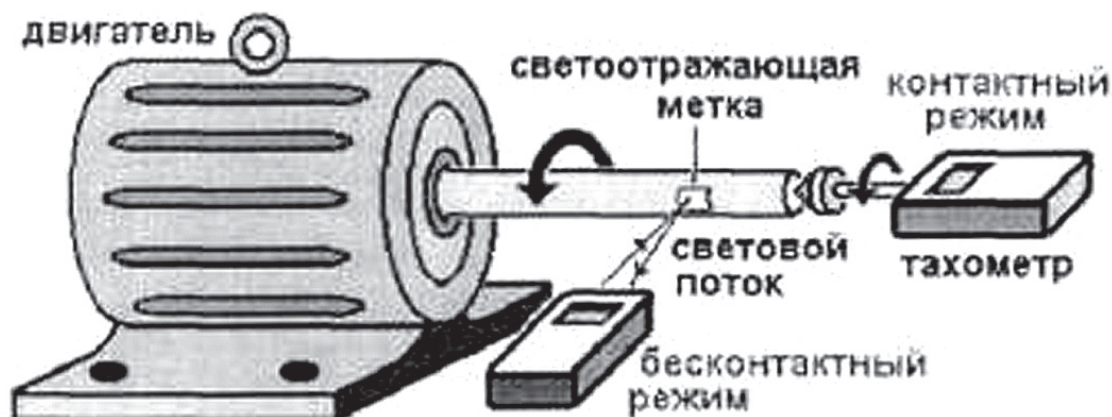


Рис. 5. Контактный и бесконтактный режимы измерения скорости вращения

тах (прямолинейное распространение света, отражение и поглощение различными поверхностями). Излучатель света и фотоприемник взаимодействуют друг с другом через исследуемый объект. Бесконтактные методы и средства, конечно, удобнее (особенно в задачах инструментального аудита), т.к. обеспечивают невмешательство в работу исследуемого объекта и дают оператору большую свободу в процессе эксперимента. Возможности обоих режимов (контактного и бесконтактного) на примере измерения скорости вращения вала двигателя электропривода иллюстрирует рис. 5.

В контактном режиме применяется несложная механическая насадка, которая плотно прижимается к торцу вала вдоль оси вращения. При этом измеряемая величина (скорость вращения вала) передается внутреннему цифровому тахометру прибора, который и выдает окончательный результат в виде кода на цифровом отсчетном устройстве.

Бесконтактный режим реализуется следующим образом. В корпусе прибора расположены излучатель непрерывного узконаправленного потока света (или лазерного луча) и фотоприемник, который воспринимает отраженный от объекта световой (или лазерный) луч. Если отраженный поток периодически прерывается, то подсчет числа импульсов светового потока даст оценку частоты следования. Если световые импульсы формируются благодаря отражению потока от перемещающейся светоотражающей (или

блестящей) метки, расположенной, например, на вращающемся валу (см. рис. 5), то число таких импульсов в единицу времени прямо говорит о скорости вращения вала. Расстояние от прибора до вала при этом может меняться в значительных пределах (например до 1 м). Кроме того, существуют модели приборов, позволяющие в бесконтактном режиме с помощью миниатюрной выносной дополнительной насадки (содержащей только излучатель и фотоприемник), соединяемой с прибором гибким кабелем, выполнять измерения в неудобных местах.

Сегодня с помощью тахометров, как правило, можно измерять и линейную скорость движения некоторых объектов. При этом реализуется контактный режим измерения. Наконечник насадки плотно прижимается к движущейся поверхности (например к ленте транспортера) и входная линейная скорость преобразуется в пропорциональную скорость вращения наконечника насадки, которая затем (используя известное значение диаметра наконечника насадки) автоматически пересчитывается в требуемые значения линейной скорости движения объекта. Кроме того, в таких тахометрах предусмотрены режимы подсчета движущихся непрозрачных предметов, а также вспышек света.

Примером современного цифрового лазерного тахометра может служить модель KM6003 фирмы «KANE MAY» (Великобритания). Прибор может работать в контактном и бесконтактном (фотометрическом) режимах. Отсчетное устройство – жидко-



Рис. 6. Основные процедуры преобразования информации

кристаллический индикатор – 5 десятичных разрядов. Диапазон измерения частоты вращения: 3...99 999 об./мин. При этом разрешающая способность – 0,001 об./мин. Линейная скорость может измеряться в диапазоне 1...19 999 м/мин. Кроме того, этим прибором можно измерять временной интервал (0,01...9 999 с). Есть режим счетчика импульсов (1...99 999). Возможное расстояние до объекта в бесконтактном режиме – до 2 м.

Диапазон рабочих температур – 0...+50 °С. Габариты – 215 мм х 65 мм х 38 мм. Питание термометра – 4 батареи 1,5 В. Прибор прост в эксплуатации. Стоимость прибора в Москве (с НДС и годовой гарантией) – 720 долл.

## 6. Методы и средства длительной регистрации

### 6.1. Цифровая измерительная регистрация

Современные средства, используемые для организации динамических измерений (в частности мониторинга), строятся на основе методов цифровой измерительной регистрации, последующего цифрового анализа сигналов и аналогового (точнее – псевдоаналогового) представления результатов.

На рис. 6 показана последовательность основных процедур преобразования информации, лежащих в основе работы регистратора. Сигналы  $x_1(t)$ ,  $x_2(t)$ , ...,  $x_n(t)$  от внешних (и/или внутренних) первичных измерительных преобразователей (датчиков) поступают в общем случае (случае многоканального регистратора) на коммутатор входных каналов. Затем может выполняться масштабирование, например, усиление сигнала. Для избавления от периодических и/или случайных высокочастотных помех может применяться фильтрация входных сигналов.

Важным понятием цифровой измерительной регистрации является понятие аналого-цифрового преобразования входных аналоговых сигналов в коды, которое означает выполнение двух процедур – дискретизации и квантования. Термин «дискретизация» обычно применяется для обозначения процедуры замены непрерывного аргумента (текущего времени), ограниченной последовательностью мгновенных значений, т.е. перехода к дискретному времени. Эта процедура выполняется устройством выборки/хранения (УВХ). Наиболее широко распространена равномерная дискретизация, при которой промежуток времени между соседними отсчетами (шаг дискретизации –  $T$ ) постоянный.

Термин «квантование» означает замену бесконечного множества значений непрерывной функции (уровня сигнала) конечными значениями из ограниченного множества цифровых эквивалентов (кодов).

Результаты аналого-цифрового преобразования запоминаются в оперативном запоминающем устройстве (ОЗУ) достаточно большой емкости. Этот массив цифровых данных и несет информацию о входном сигнале.

Последовательность процедур дискретизации, квантования, запоминания, хранения и является собственно цифровой измерительной регистрацией. В результате процедур дискретизации и квантования фрагмент (реализация) непрерывного (во времени и по уровню) входного аналогового сигнала  $x(t)$  трансформируется в ограниченный массив цифровых эквивалентов (кодов  $N_i$ ), соответствующих дискретным отсчетам в моменты времени  $t_0, t_1, t_2, t_3, \dots$ . При необходимости из этого массива кодов можно восстановить графический образ  $y(t)$  исходного сигнала.

## 6.2. Минилоггеры

Минилоггеры (Mini DataLoggers) – сравнительно молодой класс устройств цифровой измерительной регистрации. Минилоггеры (МЛ) отличаются чрезвычайно малыми габаритами (большинство современных моделей имеет формат Pocket-size, т.е. помещается в кармане рубашки) и массой (есть модели массой 20 г и даже меньше); низкой стоимостью; достаточными для задач ИА метрологическими и эксплуатационными характеристиками; большими объемами внутренней памяти; автономным питанием (достаточной емкости для, например, многомесячной регистрации).

Типичный МЛ имеет следующие основные возможности и характеристики:

- объем – 0,1...0,2 дм<sup>3</sup>, масса — 50...100 г;
- разрядность применяемых АЦП 8...12 бит;
- погрешность регистрации;
- объем внутренней памяти данных – (2...16) кбайт на один канал;
- продолжительность непрерывной работы (регистрации) – от нескольких дней до нескольких лет;
- число входных каналов – 1...2 (внутренний датчик и/или возможность подключения внешних).

Программирование МЛ и вывод записанной информации осуществляются обычно посредством протокола последовательного обмена RS-232. Стоимость МЛ определяется его возможностями, характеристиками (особенно – эксплуатационными), числом каналов, мощностью программного обес-

печения и составляет обычно 50...500 долл. на один канал.

Обычный МЛ имеет внутренний энергонезависимый таймер и «привязывает» результаты регистрации к реальному времени. Режимы регистрации МЛ довольно просто программируются пользователем перед работой: задаются условия запуска, шаг дискретизации Тд, время начала (и/или окончания) и продолжительность интервала регистрации Тр, типы входных измерительных преобразователей, номинальные значения диапазонов измерения и т.п. При этом, как правило, не требуются специальные знания в области программирования. По окончании регистрации массивы цифровых данных переносятся из внутренней памяти МЛ в персональный компьютер и обрабатываются по заданным алгоритмам. Представление данных возможно как в числовом (табличном), так и в графическом видах. Обычно изготовитель МЛ предоставляет и программное обеспечение, как правило, функционирующее в среде MicroSoft-Windows, но часто возможно использование и общих обрабатывающих программных пакетов, например MS-Excell.

Эти средства измерений в основном предназначены для работы в автономном режиме, но могут регистрировать процессы и будучи подключенными к персональному компьютеру. При этом один компьютер может обслуживать несколько десятков МЛ.

Простейшие регистраторы (собственно МЛ)

Таблица 5

Технические характеристики некоторых моделей МЛ

№	Тип	Фирма, страна	Характеристики
1.	Tinytag Ultra	SPECTRA Computersysteme GmbH (Германия)	Внутренний (-40°C...+85°C) или внешний (-40°C ... +300°C) датчик. АЦП – 8 бит. Объем памяти 7 900 отсчетов. Программируемый шаг – от 1 с до 10 дней. Габариты (72 × 60 × 33) мм. Масса 50 г. Пыле- влагозащитность – IP 54. Soft – Windows. Батарея – 2 года.
2.	TL 3125	DWYER Instruments (США)	Графический ЖК-дисплей. Диапазон температур: -40°C...+90°C. Погрешность: 0,5°C. Цифровой отсчет влажности: 0...100%. Погрешность 3%. RS-232. Масса 0,5 кг.
3.	mScanT	PTC Production & Trading Company AG (Швейцария)	2 измерительных канала. Диапазон регистрируемых температур: внутренние датчики -30°C ... +70°C; внешние -50°C ... +140°C. Погрешность: 0,1°C. Программируемый шаг – от 10 с до 20 мин (9 ступеней), от 4 дней до 450 дней. Объем памяти: 33 000 отсчетов. Масса 300 г. Soft – Windows.
4.	ME-ZW TEMP 0,5 TEMP 0,1	Meilhaus Electronic GmbH (Германия)	Регистрация температуры (-40 ...+85)°C. Погрешность ±(0,5...2,0)°C. Разрешающая способность (0,1...0,5)°C. Объем памяти (8...16) к отсчетов. Программируемый шаг: 1 с...24 часа. Один канал. Батарея – 10 лет. Габариты (31 × 31 × 31) мм. Масса 18 г (без батареи). Пыле- влагозащитность – IP 67. Soft – Windows. Инфракрасный порт обмена
5.	Thermofox Mini	SCANTRONIK Mugaer GmbH (Германия)	Внутренний датчик -10°C ... +50°C. Программируемый шаг от 1 с до 24 часов. Объем памяти: 4000 отсчетов (возможно до 16 000). Габариты: 55×35×15 мм. Масса: 30 г. Windows-Soft. Батарея до 2 лет.



№	Тип	Фирма, страна	Характеристики
6.	EnviroMon System (EL008 +EL005 +EL001 +EL026 +EL017)	Pico Technology Ltd (Великобритания)	Программируемый шаг 1 мин...3 час. Память 15 000... 250 000 отсчетов. Системная конфигурация (до 30 датчиков). Температура/отн. влажн./освещенность/Alarm. Пыль- влагозащитенность IP 65 (модель EL017).
7.	HOBO H8 Indoor Logger	ONSET Computer Corporation (США)	4 канала. Внешние датчики. Температура -20°С... +70°С. Объем памяти 32 520 отсчетов. Программируемый шаг 0,5 с ... 9 часов. Батарея: 1 год. Габариты: (60 × 48 × 19) мм. Масса: 27 г.
8.	P-23030-10 Compact Temperature/Humidity Datalogger	Cole-Parmer Instrument Company (США)	Два канала. Температура: внутр. датчик (0...+70)°С, внешн. (-30...+150)°С. Отн. влажн.: (10...90) %. Погрешность: темп.: ± 0,25°С; отн. влажн. ± 2 %. АЦП 11 бит. Программируемый шаг 10 с ...10 часов. Объем памяти 10 000...21 000 отсчетов. Габариты (2,8 × 2,2 × 0,75) дюйм. Связь с ПК: RS-232. Soft – DOS/Windows. Масса 0,5 кг. Батарея – 10 лет.
9.	EBI-125 A	ebro Electronic GmbH. (Германия)	Температура – 1 канал. Внутр. датчик Pt1000 (-40 ... +125)°С, в течение 3 часов до +135)°С, в течение 1 часа до +140)°С. Внешн. датчики (-50...+400)°С. Погрешн.: ±0,5°С. Разрешающая способность 0,3°С. Программируемый шаг 1 с ...10 000 с. Объем памяти 18 000 отсчетов. Батарея (5 ...8) лет. Защитенность IP 68. Выдерживаемое давление 20 бар. Габариты: Ж = 48 мм, h = 28 мм. Soft – Windows.
10.	Spectrum VT-1000 Temperature Logger	Data Electronics (США)	Два канала. Температура: внутр. датчик (-30...+70)°С, внешн. (-50...+150)°С. Погрешность: темп.: ±(0,25...0,5)°С. АЦП 12 бит. Программируемый шаг 10 с...24 часа. Объем памяти 21 500. RS-232. Габариты (71 × 53 × 18) мм. Масса 60 г. Батарея – 10 лет.
11.	Temperature Simple Logger L610 & L620 & L630J	Chauvin Arnoux (Франция)	Температура 1 канал. Внешние датчики –термопары разных типов: (0...+750)°С, К (-200...+1250)°С, Т (-200...+350)°С. Погрешн.: ±(0,5% отсчета +1 МЗР). АЦП 12 бит. Чувствительность 0,1°С. Объем памяти 8192 отсчетов. RS – 232. Батарея 1 год. Габариты: (73 × 59 × 41) мм. Масса 140 г. Soft – Windows.
12.	ИВА –6 А Р (Data Logger)	ООО «Микрофор» Москва	Температура: (-40...+50)°С. Отн. влажн.: (0...98) %. Абсолютная погрешность измерения темп.: ± 0,5°С, отн. влажн. ± 3,0 %. Память 10 000 отсчетов. Связь с ПК: RS-232. Формат файлов – Excel. Пересчет отн. влажн. в абсолютную (г/м³).
13.	ИС-103	ООО «ТЕХНО-АС» Московская обл.	Температура: (-40...+85)°С. Погрешность ± 3,0°С. Чувствительность 0,5°С. Память 2048 отсчетов. Программируемый шаг: 1 мин...4 часа. Питание 3 В (5 лет). RS 232. Масса 70 г.
14.	ИС-201	ООО «ТЕХНО-АС» Московская обл.	Два канала. Температура: (-40...+150)°С. Погрешность ± 0,5°С в диапазоне (-20...+50)°С, ±0,8°С вне. Разрешающая способность (чувствительность) 0,08°С/0,25°С (внутренние датчики). Память 15 000 отсчетов. Программируемый шаг 1 с...10 суток. RS 232. Масса 70 г

представляют собой миниатюрные цифровые измерительные регистрирующие преобразователи – «слепые коробочки», не имеющие ни клавиатуры, ни индикаторов. Связь с внешним миром (начальное программирование и выдача записанной информации) осуществляется только посредством цифрового интерфейса. Более сложные цифровые регистраторы имеют возможность общения с человеком (оснащены органами управления и индикации). То есть это, по сути, уже измерительные приборы.

Защищенность этих устройств от воздействия пыли и влаги характеризуется порой очень высокими значениями норматива

international protection (IP ). Известны миниатюрные цифровые измерительные регистраторы температуры, которые гарантированно обеспечивают пылевлагозащитенность на уровне IP 68. Это означает, что они совершенно не боятся пыли и могут работать даже под водой (порой на значительной глубине).

Использование множества синхронно работающих автономных МЛ является хорошей альтернативой как проводным многоканальным системам, так и беспроводным (радиомодемным) структурам при организации многоканальных пространственно распределенных систем.

Преимущества этого решения таковы.

- Нет затрат на прокладку проводной связи или на организацию радиоканалов.

- Возможность длительной (вплоть до года-двух) регистрации. Причем это длительная автономная работа (т.е. без сетевого питания).

- Простота и легкость организации и изменения конфигурации комплекса (изменение числа каналов, измеряемых величин и их диапазонов, расширяемость, модернизация, разбор, перенос).

- Возможность получения полной пространственно-временной картины изменения параметров по всему пространству объекта (например по всему объему помещения) на базе синхронной цифровой регистрации.

- Малые габариты и масса, ничтожно малая мощность потребления.

- Суммарная стоимость такого решения существенно меньше, чем в других вариантах.

- Нет обычных проблем с каналами связи (с протоколами обмена информацией, с задержками, сбоями, «гонками»).

С помощью МЛ можно довольно просто организовать распределенную в пространстве многоканальную измерительную систему и синхронно регистрировать поведение различных физических величин (температуры, давления, относительной влажности воздуха, скорости потока и расхода, освещенности, электрических параметров и др.) во многих точках объекта в течение длительного времени (сутки, неделя, месяц, год). Затем с помощью компьютера можно обстоятельно проанализировать зарегистрированные данные.

Используя 10...15 МЛ, можно, например, получить общую подробную картину теплопотребления и/или теплопотерь за неделю, зарегистрировав температуру во множестве различных точек помещений на этаже здания (на батареях отопления, стенах, стеклах окон, полу, потолке и т.п.). Основным недостатком – при применении МЛ не обеспечено «реальное» время получения и обработки информации. Отсутствие режима реального времени не дает возможности обеспечить своевременную обратную связь, например, в аварийных ситуациях. Кроме того, точность и разрешающая способность аналого-цифрового преобразования МЛ невысоки, типичная разрядность (8...10) бит.

За рубежом выбор таких МЛ достаточно широк. Десятки фирм разрабатывают и серийно выпускают сотни моделей МЛ. В России известны лишь несколько (не более десяти) разработок, которые по техническим характеристикам (в основном – эксплуатационным) уступают своим зарубежным аналогам.

6.3. Минилоггеры для записи температуры и относительной влажности

И хотя МЛ могут регистрировать любые фи-

зические величины (при наличии соответствующих первичных измерительных преобразователей), наибольшее распространение они получили в задачах длительной записи температуры и относительной влажности воздуха. Краткие результаты обзора и анализа различной информации по данному направлению представлены в табл. 5.

Примером простого и дешевого одноканального МЛ для регистрации температуры воздуха может служить модель ThermaData фирмы «Electronic Temperature Instruments», Ltd (ETI), (Великобритания). МЛ предназначены для непрерывной регистрации температуры окружающего воздуха. Регистратор имеет встроенный датчик (терморезистор) и измеряет в диапазоне – 40°C...+85°C. Чувствительность – 0,5°C, разрядность АЦП – 8 бит. Погрешность – ±1,0°C, но с помощью предварительной калибровки может быть снижена до ±0,5°C. Внутренняя память данных позволяет запомнить 2048 отсчетов. Шаг дискретизации программируется в диапазоне (1...255) минут. МЛ может быть запрограммирован на задержку начала записи от 1 минуты до 24 часов. Окончание записи определяется заполнением памяти. Возможен режим регистрации, при котором после заполнения памяти запись продолжается и вновь приходящие отсчеты стирают самые старые. Таким образом, в памяти всегда находится последний фрагмент записи, соответствующий полному объему памяти. Передача записанных данных из памяти МЛ в компьютер осуществляется по последовательному интерфейсу RS 232.

На рис. 7 показан пример суточной записи температуры в кармане (пиджака) одного из служащих фирмы ETI.

Конструктивно устройство напоминает большую таблетку (диаметром 54 мм и толщиной 25 мм) с элементом крепления на объекте. Масса МЛ – 45 г. Стоимость комплекта из 10 экземпляров МЛ, программного обеспечения и кабеля связи с компьютером (в Москве, с НДС и годовой гарантией) – 810 долл.

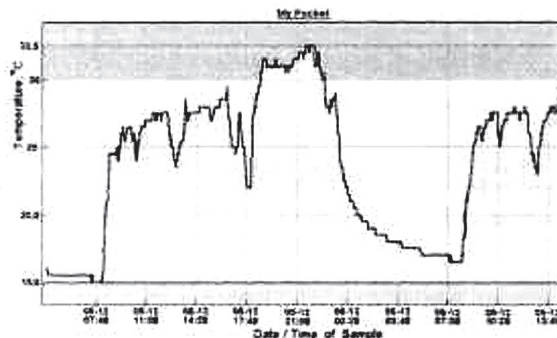


Рис. 7. Пример суточной записи температуры

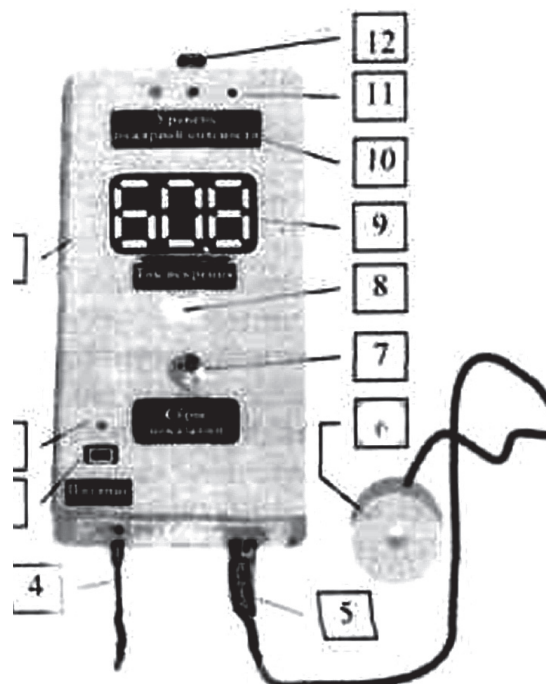
**И. Королев,**  
**кандидат технических**  
**наук, профессор**



# РАБОТА С УСТРОЙСТВОМ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОЖАРА ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ИСКРЕНИЯ В ЭЛЕКТРОСЕТИ ИЛИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКЕ

Устройство предупреждения пожара (УПП-1), представленное на рис. 1, с помощью датчика тока 6, выполненного в виде трансформатора тока, подключается к одному из проводов электросети или электроустановки (далее по тексту – «электрооборудования (ЭО)»), например, у вводного щита в цех (здание, склад, транспортное средство и т.д.)

УПП-1 работает следующим образом. При исправном состоянии ЭО по его проводу, являющемуся одновременно первичной обмоткой трансформатора тока, протекает электрический ток частотой, питающей сети, величина которого равна сумме токов нагрузки всех потребителей. ЭДС, наведенная во вторичной обмотке трансформатора тока, поступает на вход блока формирования сигнала высокочастотного спектра и практически полностью отфильтровывается. При этом на выходе блока усиления независимо от величины тока нагрузки величина сигнала всегда близка к нулю. Поэтому после блоков выпрямления и накопления этот сигнал воспринимается блоком сравнения как логический нуль. Блок индикации 9 величины тока искрения фиксирует нулевое значение (для экономии постоянного потребления по-



казания снимаются при нажатой кнопке 8 «Ток искрения»).

При возникновении в ЭО неисправности, приводящей к искрению, в цепи датчика тока появляется высокочастотная составляющая электрического тока, накладывающаяся на ток суммарной нагрузки. На выходе блока усиления появляется сигнал высокочастотного спектра, который после выпрямления накапливается в интеграторе в течение заданного времени, формируемого блоком задержки.

Блок сравнения построен на цифровых счетчиках и логических схемах. Компараторы, настроенные на разные уровни, формируют сигналы, предупреждающие о возникновении соответствующей степени пожароопасной ситуации, которые фиксируются светодиодными индикаторами 11 с надписью «Уровень пожарной опасности» 10 и одновременно поступают на выходной разъем 12 прибора с целью подключения внешнего исполнительного органа для включения соответствующего сигнала, например светового и (или) звукового, или отключения неисправного электрооборудования или его отдельной цепи, а также для фиксации времени появления неисправности.

Одновременно блоком измерения формируется сигнал, который определяет величину тока искрения. Блок индикации 9 «Ток и искрения» фиксирует значение этого тока.

Для приведения схемы в исходное состояние предназначена кнопка 7 «Сброс показаний».

## ПОДКЛЮЧЕНИЕ УПП-1

Место подключения датчика УПП-1 определяется местом прокладки в ЭО незаземленного провода, от которого идет разветвление электрических цепей, подлежащих контролю этим устройством. Чаще всего это вводной щит (автомат защиты).

Место установки УПП-1 определяется из удобства контроля его показаний лицом, эксплуатирующим его. При этом если устройство удалено от места подключения его датчика более 1,5 метров, с помощью специалиста соответствующей квалификации экранированный провод наращивается до требуемой длины.

Перед установкой устройства от него отключаются провода, подходящие к разъемным соединениям, и проверяется чистота контактов этих разъемных соединений, а также отсутствие в них каких-либо посторонних механических частиц.

УПП-1 вывешивается на стене или на специальной панели в вертикальном положении с помощью выреза на его задней крышке.

Подключение датчика и сетевого шнура устройства производится к обесточенному ЭО в следующей последовательности:

- проверяется отключенное состояние УПП-1 (кнопка 3 «Питание» отжата);
- от клеммы автомата защиты (на его выходе) или соединительной коробки, или от скрутки с другими проводами отсоединяется незаземленный (фазный) провод;

Таблица 1

Интенсивность искрения	Степень пожарной опасности			
	Состояние индикатора			Уровень опасности
Искрение отсутствует	○	○	○	0
Интенсивность искрения не превышает 30% от максимально допустимой	⊗	○	○	1
Интенсивность искрения не превышает 50% от максимально допустимой	○	⊗	○	2
Интенсивность искрения не превышает 70% от максимально допустимой	⊗	⊗	○	3
Интенсивность искрения не превышает 90% от максимально допустимой	○	○	⊗	4
Интенсивность искрения превышает максимально допустимый уровень на 10%	⊗	○	⊗	5
Интенсивность искрения превышает максимально допустимый уровень на 30%	○	⊗	⊗	6
Интенсивность искрения превышает максимально допустимый уровень на 50%	⊗	⊗	⊗	7

Условные обозначения:  
○ – индикатор не светится;  
<x> – индикатор светится

Цвет индикаторов по месту расположения на УПП-1:  
желтый, оранжевый, красный.

- отсоединенный провод продевается через внутреннее кольцо датчика УПП-1 и подсоединяется на прежнее место (к клемме автомата защиты или соединительной коробки, или к скрутке с другими проводами). Датчик тока фиксируется на этом проводе.

Для запитывания УПП-1 напряжением 220 В 50 Гц определяются место и провода ЭО для подсоединения к ним сетевого шнура 4 УПП-1, подготовленные концы сетевого шнура подсоединяются к выбранным фазному и нулевому проводам сети (к двум проводам сети с изолированной нейтралью). При наличии в сети розетки подсоединение осуществляется с помощью штатной вилки, заложенной в комплект устройства.

Для включения УПП-1 в режим постоянного контроля состояния электросети или электроустановки необходимо выполнить следующие операции:

1. К разъему 5 УПП-1 подключить соответствующий разъем датчика, а к разъему 12 — соответствующий разъем от исполнительного органа.

2. На УПП-1 нажать и отпустить кнопку 3 «Питание». На устройстве загорается и продолжает гореть (до отключения питания – отжатия кнопки 3) светодиодный индикатор 2. При этом возможно свечение от одного до трех светодиодных индикаторов 11 «Уровень пожарной опасности».

3. На УПП-1 нажать и отпустить кнопку 7 «Сброс показаний», при этом все светодиодные индикаторы 11 не должны светиться.

4. На УПП-1 нажать и отпустить кнопку 8 «Ток искрения», на время нажатия кнопки блок индикации 9 фиксирует нули.

Устройство включено в работу и находится в исходном состоянии.

На пульте контроля высвечивается информация «УПП-1 в исходном состоянии».

## ТЕСТИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВА

Проверка работоспособности УПП-1 как при вводе, так и в процессе его эксплуатации проводится следующим образом:

- на УПП-1 нажимается и отпускается кнопка 7 «Сбой показаний», светодиодные индикаторы 11 не должны светиться, при нажатой кнопке 8 блок индикации 9 показывает нули;

- от разъема 5 включенного в работу УПП-1 отстыковывается датчик тока. В момент отстыковки датчика фиксируется начало отсчета времени. Поочередно загораются и гаснут три светодиодных индикатора «Уровень пожарной опасности»;

- не ранее чем через 5 сек нажимается кнопка 7 «Ток искрения». При этом должны постоянно гореть все три светодиодных индикатора 11, блок индикации 9 при нажатой кнопке 8 должен по-

казывать величину тока искрения 10 А; не ранее чем через 30 сек к разъему 5 устройства подключается его датчик 6, светодиоды 11 продолжают светиться, блок индикации 9 при нажатой кнопке 8 продолжает показывать величину тока искрения 10 А;

- на УПП-1 нажимается и отпускается кнопка 7 «Сброс показаний», светодиоды 11 должны погаснуть, блок индикации 9 при нажатой кнопке 8 «Ток искрения» должен показывать нулевое значение тока искрения.

С этого момента устройство приведено в исходное положение и осуществляет непрерывный контроль состояния ЭО.

## ДЕЙСТВИЯ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ СИГНАЛА О НЕИСПРАВНОСТИ В ЭЛЕКТРОСЕТИ ИЛИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКЕ

Искрению определенной интенсивности присваивается соответствующая степень пожарной опасности. Сочетания светящихся при этом светодиодных индикаторов 11 представлены в табл. 1.

Краткая характеристика неисправности и общие указания при получении информации об уровне пожарной опасности представлены в табл. 2.

При получении информации об обнаружении искрения (при возникновении любого из возможных сочетаний светящихся на устройстве 1 светодиодных индикаторов 11) выполняются действия в порядке, определяемом схемой, представленной на рис. 2.

После выполнения операции «Сброс показаний» необходимо выдержать паузу в течение 30 сек и снять новую информацию с УПП-1. При этом возможны три варианта информационного сообщения:

- получена первоначальная информация, т.е. информация о неисправности подтвердилась полностью;

- получена новая информация о неисправности (индикаторы 11 светятся в другом сочетании), т.е. информация о неисправности подтвердилась не полностью;

- получена информация о норме (ни один светодиод не светится), т.е. информация о неисправности не подтвердилась.

## ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСТРАНЕНИЮ НЕИСПРАВНОСТИ

В зависимости от степени разветвленности электрической сети или электроустановки, охваченной контролем УПП-1, изменяется сам алго-

Степень пожарной опасности	Характер неисправности и общие указания по времени ее устранения
0	Норма.
1	Выделяемое тепло полностью отводится окружающей средой. Неисправность не приводит к нагреву. Устранить в течение месяца
2	Выделяемое тепло отводится окружающей средой. Нагрев не превышает установленных норм. Неисправность устранить в течение недели.
3	Выделяемое тепло с трудом отводится окружающей средой. Нагрев близок к допустимому. Неисправность устранить в течение 6 часов.
4	Выделяемое тепло не отводится окружающей средой. Нагрев превышает допустимое значение, температура не достигла предельно-допустимого значения. Неисправность устранить немедленно.
5	Происходит активный нагрев места неисправности. Температура достигла предельное значение. Неисправность устранить немедленно!
6	Возможно возгорание в месте неисправности. Электрическую сеть (электроустановку) отключить! Неисправность устранить.
7	Вероятность возгорания в месте неисправности велика. Электрическую сеть (электроустановку) отключать! Неисправность устранить.

ритм поиска неисправности. При этом чем больше величина тока искрения соответствует значению конкретного тока нагрузки, тем проще сам процесс поиска.

В общем случае величина тока искрения, возникающего в разветвленной сети, может быть представлена в виде математического выражения:

$$I_{\text{искрения}} = \sum_j^n \sum_i^{n_j} I_{\text{нагрузки } ij},$$

где  $I_{\text{нагр}}$  — величина  $i$ -нагрузки в  $ij$ -м узле;  $n_j$  — количество токов нагрузки, протекающих через  $j$ -й узел;

$i$  — количество узлов (разветвлений) сложной электрической цепи ЭО, контролируемых УПП-1.

Поэтому поиск неисправности целесообразно начинать с отключения наиболее отдаленных от места подключения датчика 6 УПП-1 нагрузок. В отдаленных цепях наиболее вероятно то, что величина тока искрения будет равна току нагрузки. При приближении к устройству ток искрения уже будет равен сумме токов нагрузок, протекающих через сумму узлов сложной электрической цепи, расположенных за местом установки датчика устройства.

Операции по поиску места неисправности выполняются в следующей последовательности:

- с учетом изложенного выше определяется первая нагрузка, подлежащая отключению, и отключается от ЭО;

- на УПП-1 нажимается и отпускается кнопка 7 «Сброс показаний» и через 30 сек с него снимаются показания;

- при получении той же информации определяется очередная нагрузка, подлежащая отключению, и отключается от ЭО;

- снова на устройстве нажимается и отпускается кнопка 7 «Сброс показаний» и через 30 сек с него снимаются показания;

- при получении той же информации определяется очередная нагрузка, подлежащая отключению, и отключается от ЭО;

- и так повторяется до тех пор, пока с УПП-1 не будет получено сообщение о норме (ни один светодиод не светится);

- при получении сообщения о норме фиксируется последняя отключенная нагрузка и известными методами поиска неисправности определяется конкретное место ее возникновения в цепи этой нагрузки.

Получение не полностью подтверждающей информации, скорее всего, связано с тем, что сообщение было сформировано задолго до снятия этой информации (не на глазах контролирующего лица). В этом случае к основным причинам могут относиться:

- нестабильность параметров переходного сопротивления, на котором возникло искрение (изменение климатических условий, механических вибраций, продолжительность воздействия нагрузки и т.д.);

- возможность образования искрения в другом месте;



- изменение режимов работы ЭО;
- изменение режимов работы нагрузки и др.

В любом случае выполняется изложенная выше совокупность операций до получения с УПП-1 сообщения о норме.

Получение информации, не подтверждающей неисправность (ни один светодиодный индикатор 11 не светится, ток искрения равен

нулю), также, скорее всего, связано с тем, что сообщение было сформировано задолго до снятия этой информации. При этом наиболее вероятной причиной является отсутствие в данный момент времени нагрузки, вызвавшей в свое время искрение.

С целью определения в этом случае возможного места неисправности следует с соблюдением необходимых мер безопасности поочередно включать и отключать отключенные в настоящее время участки ЭО (нагрузки) в следующей последовательности:

- определяется и включается первая нагрузка, равная или меньшая ранее зафиксированному току искрения;
- через 30 сек снимается информация с устройства;
- при получении той же информации (норма) отключается данная нагрузка, определяется и включается очередная нагрузка;
- опять через 30 сек снимается информация с устройства;
- при получении той же информации (норма) отключается данная нагрузка, определяется и включается очередная нагрузка;
- и так повторяется до тех пор, пока с устройства не будет получено сообщение о ненорме;
- при получении сообщения о ненорме фиксируется последняя подключенная нагрузка и известными методами поиска неисправности определяется конкретное место ее возникновения в цепи этой нагрузки.

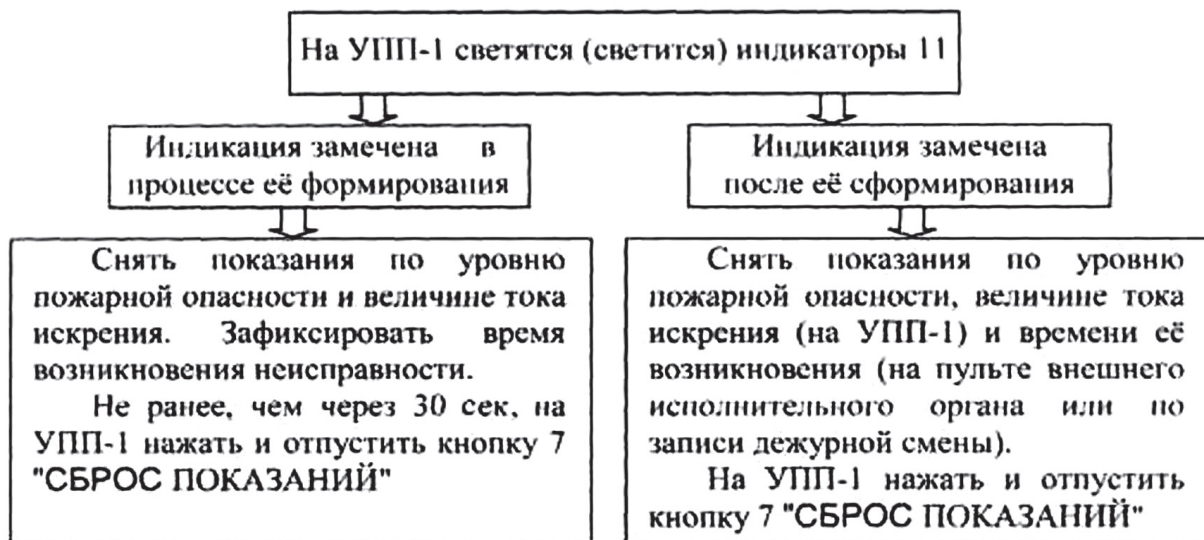


Рис. 2. Действия после получения информации о неисправности в ЭО



**Г.Кулеша,  
А.Мохнаткин,  
специалисты юридической службы  
ГУ «Петербурггосэнергонадзор»**

## ЭНЕРГОНАДЗОР ПОЛУЧИЛ ВОЗМОЖНОСТЬ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НАРУШИТЕЛЕЙ

С принятием нового Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях осуществлено упорядочение значительного массива действующих административно-правовых норм различного уровня, причем в Кодексе предпринята довольно удачная попытка освободиться от многих устаревших норм.

В целом новый Кодекс воспринял структуру КоАП 1984 года. Однако по своему содержанию Кодекс претерпел существенные изменения как в общей части, регулирующей общие положения, задачи, принципы законодательства об административных правонарушениях, так и в особенной части, где сформулированы составы конкретных правонарушений и порядок производства по делам об административных правонарушениях.

Органы Государственного энергетического надзора России наконец-то получили рычаг административного воздействия на предприятия, организации, граждан, которые нарушают правила и нормы в энергетике, предусмотренные действующим законодательством. Трудно прогнозировать последствия, которые могут возникнуть в результате предоставления мощному федеральному государственному органу полномочий по возбуждению и рассмотрению дел об административных правонарушениях в энергетике.

Однако некоторым потребителям, относя-

щимся к акту-предписанию государственного инспектора по энергетическому надзору без должного внимания и понимания, а также эксплуатирующим энергоустановки, которые находятся в неудовлетворительном состоянии, по всей видимости, будет не избежать привлечения к административной ответственности, при этом следует подчеркнуть, что размер штрафа для юридических лиц может достигать 40 тысяч рублей.

Кодексом предусмотрено, что органы Государственного энергетического надзора вправе составлять протоколы об административных правонарушениях и рассматривать дела в случае обнаружения следующих правонарушений в энергетике:

- самовольное подключение и использование электрической, тепловой энергии, нефти или газа (ст. 7.19. Кодекса);
- повреждение электрических сетей (ст. 9.7. Кодекса);
- нарушение правил охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В (ст. 9.8. Кодекса);
- ввод в эксплуатацию топливо- и энергопотребляющих объектов без разрешения соответствующих органов (ст. 9.9. Кодекса);
- повреждение тепловых сетей, топливопроводов, совершенное по неосторожности (ст. 9.10. Кодекса);



— нарушение правил пользования топливом и энергией, правил устройства, эксплуатации топливо- и энергопотребляющих установок, тепловых сетей, объектов хранения, содержания, реализации и транспортировки энергоносителей, топлива и продуктов его переработки (ст. 9.11. Кодекса);

— непроизводительное расходование энергетических ресурсов (ст. 9.12. Кодекса);

— нарушение правил безопасности при строительстве, эксплуатации или ремонте магистральных трубопроводов (ст. 11.20. Кодекса).

Кроме того, государственный инспектор по энергетическому надзору вправе составлять протоколы об административных правонарушениях, которые подлежат рассмотрению судом (в отношении физических лиц – судом общей юрисдикции; юридических лиц – арбитражным судом) по месту совершения правонарушения в случае выявления следующих правонарушений:

— осуществление предпринимательской деятельности без специального разрешения (лицензии), если такое разрешение (такая лицензия) обязательно (обязательна) – (ч. 2. ст. 14.1. Кодекса);

— осуществление предпринимательской деятельности с нарушением условий, предусмотренных специальным разрешением (лицензией) – (ч. 3. ст. 14.1. Кодекса);

— неповиновение законному распоряжению государственного инспектора по энергетическому надзору, а равно воспрепятствование осуществлению этим должностным лицом служебных обязанностей (ч. 1. ст. 19.4. Кодекса);

— невыполнение в срок законного предписания (представления) органа Государственного энергетического надзора (ч. 1. ст. 19.5. Кодекса);

— непринятие мер по устранению причин и условий, способствовавших совершению административного правонарушения (ст. 19.6. Кодекса);

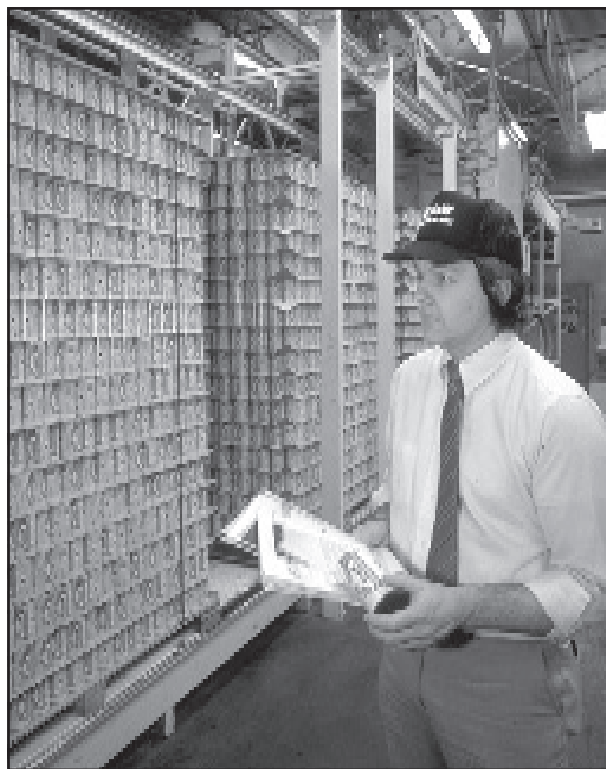
— непредставление сведений (информации) (ст. 19.7. Кодекса);

— осуществление деятельности, не связанной с извлечением прибыли без специального разрешения (лицензии) (ст. 19.20. Кодекса).

Теперь руководителю организации еще раз придется подумать, прежде чем осуществлять деятельность без лицензии, не допускать инспектора Госэнергонадзора на территорию предприятия или не представлять ему информацию, ссылаясь на коммерческую тайну.

Поэтому попытаемся кратко охарактеризовать те случаи, когда действительно бы стоило привлекать должностных и юридических лиц к административной ответственности за нарушения правил и норм в энергетике.

Что же может послужить поводами к возбуждению дела об административном правонаруше-



нии? Во-первых, это непосредственное обнаружение государственным инспектором по энергетическому надзору *при осуществлении своих должностных обязанностей* данных, указывающих на наличие события административного правонарушения, во-вторых, поступившие из правоохранительных органов, а также из других государственных органов, органов местного самоуправления, от общественных объединений материалы, содержащие данные, указывающие на наличие события административного правонарушения, в-третьих, сообщения и заявления физических и юридических лиц, а также сообщения в средствах массовой информации, содержащие данные, указывающие на наличие события административного правонарушения.

На наш взгляд, протокол об административном правонарушении немедленно следует составлять в следующих случаях:

— выявления и оформления актом в ходе обследования множественных фактов неудовлетворительного состояния энергоустановок, которое может причинить вред жизни, здоровью, окружающей среде и имуществу третьих лиц, а также привести к аварии, пожару (ст. 9.11 Кодекса);

— непринятия предприятием мер по выполнению оформленного актом в ходе обследования требования государственного инспектора по энергетическому надзору об отключении электрических



и теплоиспользующих установок при обнаружении нарушений, которые могут причинить вред жизни, здоровью, окружающей среде и имуществу третьих лиц, а также привести к аварии, пожару (по статьям 9.11, ч.1. ст. 19.4);

— отказа в доступе государственному инспектору по энергетическому надзору в помещения электрических, топливо- и теплоиспользующих установок (ч.1. ст. 19.4. );

— нарушения правил охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В, которое может вызвать или уже вызвало перерыв в обеспечении потребителей электрической энергии (ст. 9.8.);

— наличия выводов в акте-предписании о неудовлетворительной организации эксплуатации и техническом состоянии энергоустановок, с перечислением наиболее серьезных нарушений, подтверждающих сделанные выводы (ст. 9.11.);

— наличия выводов в повторном акте-предписании о неудовлетворительном выполнении предыдущего акта-предписания (ст. 9.11., ч.1. ст. 19.5.).

В остальных случаях при наличии достаточных оснований протокол об административном правонарушении составляется либо немедленно, после выявления совершения административного правонарушения, либо по результатам проведенного обследования и по составленному акту-предписанию.

Практика работы в органах Госэнергонадзора показывает, что из всех перечисленных административных правонарушений наиболее часто встречаются, предусмотренные ст. 9.11. Кодекса – нарушения правил пользования топливом и энергией, правил устройства, эксплуатации топливо- и энергопотребляющих установок, тепловых сетей, объектов хранения, содержания, реализации и транспортировки энергоносителей, топлива и продуктов его переработки. Фактически на каждом предприятии имеются нарушения действующих ПЭЭП, ПУЭ, ПЭТУ и ПТБ, Правил пользования

газом и услуг по газоснабжению т.д. Однако привлекать организации к ответственности за любые нарушения указанных правил было бы нецелесообразно, противоречило бы задачам, которые возложены на административное законодательство.

Целью деятельности органов Госэнергонадзора прежде всего является помощь предприятиям в создании нормального энергохозяйства. Этой же цели должен служить и Административный кодекс — не наказание должностного или юридического лица за совершенное административное правонарушение, а защита прав и свобод человека, охрана окружающей среды, собственности, экономических интересов физических и юридических лиц, предупреждение административных правонарушений.

Поэтому обозначим, на наш взгляд, наиболее серьезные нарушения, за которые возможно привлечение к административной ответственности:

— отсутствие подготовленного персонала для обслуживания энергоустановок или действующего договора на эксплуатационное обслуживание с организацией, имеющей соответствующую лицензию;

— отсутствие действующих результатов профилактических испытаний энергоустановок, подтверждающих их соответствие нормам и правилам;

— отсутствие средств защиты;

— выявление множественных случаев присоединения к сетям предприятия энергоустановок других юридических (физических) лиц без актодopusка государственного инспектора по энергетическому надзору в случае, когда получение указанного акта является обязательным;

— выявление множественных случаев непроизводительного расходования энергетических ресурсов;

— непроведение ежегодных гидравлических испытаний тепловых сетей;

— эксплуатация тепловых сетей с дефектами, угрожающими отказом;

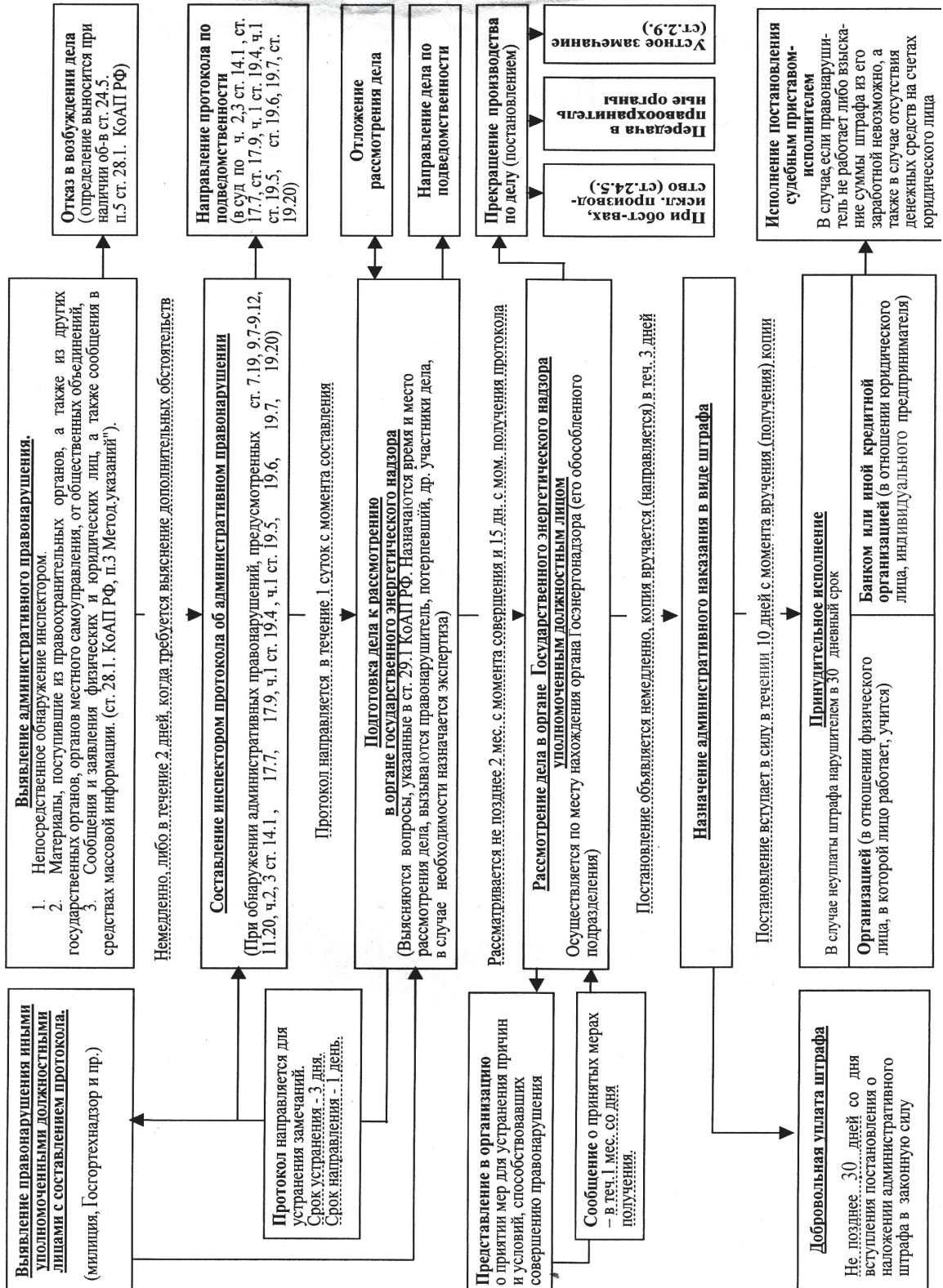
— допуск к самостоятельной работе, связанной с эксплуатацией и ремонтом оборудования, сотрудников не прошедших стажировку, проверку знаний, дублирование;

— отсутствие организации технического обслуживания и ремонта тепловых сетей;

— отсутствие организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность проводимых на тепловых сетях работ.

В заключение хотелось бы отметить, что Кодекс, несомненно, несколько оживит работу некоторых правоохранительных и надзорных органов по преодолению нарушений и тем самым будет способствовать повышению эффективности реализации исполнительной власти на территории Российской Федерации.

## СХЕМА ПРИВЛЕЧЕНИЯ К АДМИНИСТРАТИВНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ОРГАНАМИ ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО НАДЗОРА



## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ДОПУСКУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК

### 1. Общие положения

1.1. Методические указания по допуску в эксплуатацию новых и реконструированных электрических и тепловых энергоустановок (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 8 августа 2001 г. № 134-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при проведении государственного контроля (надзора)» и Постановлением Правительства Российской Федерации от 12 августа 1998 г. № 938 «О государственном энергетическом надзоре в Российской Федерации».

1.2. Методические указания определяют порядок допуска в эксплуатацию и подключения новых и реконструированных электрических и тепловых энергоустановок потребителей электрической и тепловой энергии, оборудования и основных сооружений электростанций, электрических и тепловых сетей организаций (далее — энергоустановка) независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности, а также индивидуальных предпринимателей и граждан.

### 2. Осмотр энергоустановок. Составление акта-допуска в эксплуатацию энергоустановок

2.1. Допуск в эксплуатацию новых и реконструированных энергоустановок, в которых в результате проведения работ с заменой основного оборудования, по заранее выполненному проекту, изменяются основные технические характеристики (мощность, производительность, класс напряжения), схемы соединений осуществляют органы Государственного энергетического надзора.

Допуск включает проверку соответствия проекта энергоустановки требованиям нормативно-технических документов, качества монтажа и наладки, возможности последующей эксплуатации энергоустановки с соблюдением требований по ее безопасному обслуживанию.

2.2. Допуск в эксплуатацию новых и реконструированных энергоустановок оформляется актом-допуском энергоустановки в эксплуатацию (далее — акт-допуск).

Акт-допуск является документом, удостоверяющим возможность выработки, передачи, приема электрической и/или тепловой энергии, и служит основанием для ее включения или присоеди-

нения к сетям (энергоустановкам) организации— владельца этих сетей (энергоустановок).

2.3. Акт-допуск энергоустановки в эксплуатацию на электростанции мощностью 1,0 МВт и выше, трансформаторные подстанции с трансформаторами мощностью более 1000 кВА и напряжением 35 кВ и выше, линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше, котельные мощностью 10 Гкал/ч и выше, тепловые сети организаций, производящих энергию, может не составляться при условии участия представителя Госэнергонадзора в приемочной комиссии.

Акт комиссии, подписанный представителем Госэнергонадзора, является основанием для допуска энергоустановки в эксплуатацию.

2.4. Все вновь смонтированные и реконструированные энергоустановки должны быть выполнены по проекту, проверенному органами Госэнергонадзора на соответствие Правилам устройства электроустановок и другой нормативно-технической документации, утвержденной в установленном порядке. Эксплуатирующие организации должны иметь проектную, приемосдаточную и эксплуатационную документацию; подготовленный электро-технический и/или теплотехнический персонал (договор на обслуживание энергоустановок другой организацией); испытанные средства защиты, инструмент, запасные части, средства связи и сигнализации, пожаротушения, аварийного освещения и вентиляции.

В организациях — потребителях электрической и/или тепловой энергии должны быть приказом назначены ответственные за электро- и/или теплохозяйство.

2.5. По просьбе владельца (заказчика) энергоустановки инспектор Госэнергонадзора может осуществлять проверку правильности выполнения монтажных и наладочных работ в ходе строительства (монтажа, наладки и испытаний энергоустановок) и выдавать предписания об устранении выявленных нарушений и отступлений от существующих норм до предъявления энергоустановки к допуску.

2.6. Если смонтированные энергоустановки потребителя энергии передаются в собственность и/или на обслуживание другой организации, их техническую приемку от монтажной и наладочной

организаций потребитель проводит совместно с представителями этой организации.

2.7. После приемки энергоустановки рабочей комиссией ее собственник подает в управление Госэнергонадзора в субъекте Российской Федерации письменное заявление о готовности энергоустановки к допуску в эксплуатацию. При этом для электроустановок и теплоустановок представляется документация согласно Приложению.

2.8. Представленная документация рассматривается в органах Госэнергонадзора в случае предварительного рассмотрения и проверки проекта в течение 5 рабочих дней, без предварительного рассмотрения проекта — 10 рабочих дней. По результатам рассмотрения заявителю сообщаются мотивированные замечания по качеству и объему представленной документации, обоснованные конкретными требованиями к составлению соответствующей документации, предусмотренными действующими нормативно-техническими документами, а также согласовывается дата технического осмотра энергоустановки.

2.9. На электрооборудование установок, располагаемых во взрывоопасных зонах, должна иметься документация о его взрывозащищенности, оформленная в установленном порядке.

2.10. Технический осмотр энергоустановки проводится инспектором Госэнергонадзора с участием представителя ее собственника (ответственного за электро- и/или теплохозяйство) с привлечением, при необходимости, персонала монтажных и наладочных организаций.

Электроустановки напряжением выше 1000 В осматриваются в полном объеме, электроустановки напряжением до 1000 В могут осматриваться выборочно.

Теплопотребляющие установки с проектной тепловой нагрузкой выше 0,1 Гкал/ч осматриваются в полном объеме, теплопотребляющие установки с проектной тепловой нагрузкой до 0,1 Гкал/ч могут осматриваться выборочно.

2.11. После рассмотрения представленной документации и технического осмотра энергоустановки инспектором Госэнергонадзора составляется акт-допуск ее в эксплуатацию. Акт-допуск оформляется в двух экземплярах, один из которых после утверждения передается владельцу энергоустановки.

Акт-допуск утверждается руководителем или, по его письменному распоряжению, другими должностными лицами управления Госэнергонадзора в течение 5 рабочих дней после технического осмотра энергоустановки.

2.12. В случае обнаружения отступлений от

проектной документации, нарушений при монтаже и наладке действующих нормативно-технических документов инспектор Госэнергонадзора составляет акт-предписание с исчерпывающим перечнем недостатков и дефектов на момент проверки.

После устранения недостатков и дефектов энергоустановка подвергается повторному осмотру, который должен быть проведен в течение 5 рабочих дней после повторного обращения.

Указания на соответствующие недостатки и дефекты должны содержать ссылки на конкретные положения нормативно-технических документов, которые нарушены.

2.13. В случае приостановления работы энергоустановки на 6 месяцев и более (отключение за неудовлетворительное техническое состояние, за неуплату энергии, сезонный характер работы и т.д.) перед включением производится допуск ее в эксплуатацию как вновь вводимой или реконструированной.

2.14. В случае смены собственника энергоустановки новый собственник обращается в управление Госэнергонадзора в субъекте Российской Федерации для получения акта-допуска.

2.15. Срок действия акта-допуска устанавливается равным 3 месяцам. Если в течение указанного срока энергоустановка не будет подключена к сети, ее допуск в эксплуатацию должен осуществляться повторно.

По обоюдной договоренности потребителя и теплоснабжающей организации допускается переносить сроки подачи теплоносителя на согласованный срок. Повторного допуска при этом не требуется.

### 3. Включение энергоустановки в работу

3.1. Если допускаемая в эксплуатацию энергоустановка подключается к внутренним сетям потребителя и ее включение не требует изменения схемы внешнего энергоснабжения (увеличения нагрузки, изменения уставок и т.п.), то потребитель после получения акта-допуска может включить ее самостоятельно.

3.2. Организация, подключившая новую или реконструированную энергоустановку, письменно, в трехдневный срок, сообщает в управление Госэнергонадзора в субъекте Российской Федерации о включении энергоустановки;

3.3. Включение энергоустановок в работу по проектной схеме для наладочных работ и опробования проводится после их временного допуска органами Госэнергонадзора. Срок действия вре-

менного допуска определяют руководители управления Госэнергонадзора в субъекте Российской Федерации, а режимы эксплуатации энергоустановок в период наладки, опробования и приемки регламентируются заказчиком (пользователем энергоустановки) по согласованию с органом Госэнергонадзора

3.4. Временное электроснабжение механизации неотложных аварийно-восстановительных работ на период до 3 суток осуществляется самостоятельно организацией — владельцем электроустановки с соблюдением норм и правил и письменным уведомлением о их проведении в управление Госэнергонадзора в субъекте Российской Федерации.

**Заместитель руководителя Госэнергонадзора В.Н. Белоусов**

## ПЕРЕЧЕНЬ

документов, представляемых в управление Госэнергонадзора в процессе допуска в эксплуатацию электроустановок

(Рекомендуемый)

1. Разрешение энергоснабжающей организации на присоединение электроустановки.
2. Проект электроустановки, согласованный в установленном порядке, или чертеж-проект (схема) электроустановки ( $P < 10$  кВт).
3. Однолинейная схема электроснабжения объекта, подписанная ответственным за электрохозяйство потребителя.
4. Акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон. Представляется в течение срока действия акта-допуска.
5. Акт приемки рабочей комиссии или акт технической готовности электромонтажных работ.
6. Сертификат соответствия на электроустановку жилых зданий (при проведении сертификации).
7. Приказ о назначении ответственного за электрохозяйство.
8. Список оперативного (оперативно-ремонтного) персонала (Ф.И.О., должность, квалификационная группа, номера телефонов) или договор на обслуживание.
9. Перечень имеющихся в наличии защитных средств, противопожарного инвентаря, плакатов по технике безопасности.
10. Протоколы приемосдаточных испытаний.

## ПЕРЕЧЕНЬ

документов, представляемых в управление Госэнергонадзора в процессе допуска в эксплуатацию тепловых энергоустановок и тепловых сетей

(Рекомендуемый)

1. Технические условия на присоединение тепловых энергоустановок.
2. Проект, согласованный в установленном порядке.
3. Исполнительная схема трубопроводов и запорной арматуры с ее нумерацией и спецификацией оборудования.
4. Акты на промывку котлов, системы отопления, горячего водоснабжения и тепловых сетей; испытаний на прочность и плотность узла управления, теплового ввода, систем теплоснабжения и теплогенерирующих энергоустановок.
5. Акты об установке регулирующих устройств (сопел, ограничивающих шайб) в системе теплоснабжения.
6. Акт приемки рабочей комиссии или приемосдаточный акт между монтажными организациями и заказчиком.
7. Акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон.
8. Акты Госгортехнадзора России о допуске в эксплуатацию оборудования, на которое распространяются требования Госгортехнадзора России.
9. Акт допуска в эксплуатацию электроустановок, обеспечивающих работу тепловой энергоустановки, утвержденный управлением Госэнергонадзора.
10. Акт комплексного опробования тепловой энергоустановки.
11. Приказ о назначении ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок.
12. Список оперативного (оперативно-ремонтного) персонала (Ф.И.О., должность, эксплуатационные группы персонала по категориям тепловых энергоустановок, номера телефонов) или договор на обслуживание.
13. Перечень имеющихся в наличии защитных средств, противопожарного инвентаря, плакатов по технике безопасности.
14. Программа прогрева и пуска в эксплуатацию новых тепловых энергоустановок и тепловых сетей, утвержденная руководителем организации-потребителя и согласованная с энергоснабжающей организацией.

## ФЕДЕРАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

### ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 25 августа 2003 г. N 66-э/1

#### «О ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЯХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ НА 2004 ГОД»

(в ред. Постановлений ФЭК РФ от 25.09.2003 N 78-э/6,  
от 01.10.2003 N 81-э/17, от 08.10.2003 N 83-э/5,  
от 19.11.2003 N 95-э/7)

В соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» и Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 августа 2003 г. № 516 «О предельных уровнях тарифов на электрическую и тепловую энергию» Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации постановляет:

1. Установить и ввести в действие с 1 января 2004 года предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям по субъектам Российской Федерации:

— для региональных акционерных обществ энергетики и электрификации, согласно Приложению 1;

— для иных энергоснабжающих организаций в зонах централизованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов для соответствующего регионального акционерного общества энергетики и электрификации;

— для иных энергоснабжающих организаций в зонах децентрализованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов, не превышающем 16% по отношению к действующе-

му тарифу по состоянию на 31 декабря 2003 года.

2. Установить и ввести в действие с 1 января 2004 года предельные максимальные уровни тарифов (среднеотпускные тарифы) на тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям по субъектам Российской Федерации:

— для региональных акционерных обществ энергетики и электрификации с учетом производимой электростанциями в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, согласно Приложению 2;

— для иных энергоснабжающих организаций в зонах централизованного и децентрализованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов, не превышающем 16% по отношению к действующему тарифу по состоянию на 31 декабря 2003 года.

3. Установить и ввести в действие с 1 января 2004 года предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями населению по субъектам Российской Федерации:

— в зонах централизованного энер-

*Продолжение. Начало в № 2/2004*

госнабжения, согласно Приложению 3, в пределах социально обоснованной нормы месячного потребления электрической энергии, утверждаемой в установленном порядке. Предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями населению сверх указанной нормы месячного потребления электрической энергии, определяются на уровне экономически обоснованных тарифов, но не выше предельных максимальных уровней тарифов на электрическую энергию, установленных в соответствии с пунктом 1 настоящего Постановления;

— в зонах децентрализованного энергоснабжения на уровне, исходя из величины роста тарифов, не превышающем 16% по отношению к действующему тарифу по состоянию на 31 декабря 2003 года.

4. При установлении тарифов в соответствии с пунктами 1 и 2 настоящего Постановления учитываются макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2004 год; изменение структуры, объемов и цен на топливо, используемое для производства электрической и тепловой энергии, в том числе за счет природных факторов; изменение объемов покупаемой энергоснабжающими организациями и поставляемой потребителям электрической и тепловой энергии, в том числе за счет вывода потребителей электрической энергии на федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) и перехода потребителей тепловой энергии на собственные источники теплоснабжения, а также имевшее место в предыдущие периоды тарифного регулирования экономически не обоснованное сдерживание региональными энергетическими комиссиями субъектов Российской Федерации роста тарифов на электрическую и тепловую энергию.

5. Рекомендовать органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в рамках установленных предельных уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию учитывать экономически обоснованные затраты потребителей электрической и тепловой энергии на энергосбережение в объеме до 3% от тарифов, установленных ими для конечных потребителей в соответствии с пунктами 1–2 настоящего Постановления.

6. Рекомендовать органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов:

– при установлении тарифов в соответствии с пунктами 1 и 2 настоящего Постановления предусматривать их календарную разбивку и разбивку по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей;

– по итогам первого полугодия 2004 года провести анализ финансовой отчетности регулируемых организаций и темпов фактической инфляции и в случае снижения индекса потребительских цен по сравнению с прогнозируемым, при необходимости, принять решение о снижении с 1 августа 2004 года тарифов, установленных в соответствии с пунктами 1–3 настоящего Постановления.

7. Решения органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, принятые во исполнение настоящего Постановления, направляются в Федеральную энергетическую комиссию Российской Федерации.

**Председатель Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации  
Г. КУТОВОЙ**

*Не нуждается в государственной регистрации. Письмо Минюста России от 13 октября 2003 г. № 07/10356-ЮД.*



# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Приложение 1

Утверждено  
Постановлением Федеральной  
энергетической комиссии  
Российской Федерации  
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ УРОВНИ  
ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ,  
ПОСТАВЛЯЕМУЮ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ –  
РЕГИОНАЛЬНЫМИ АКЦИОНЕРНЫМИ ОБЩЕСТВАМИ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ  
ПОТРЕБИТЕЛЯМ ПО СУБЪЕКТАМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
НА 2004 ГОД (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СТАВРОПОЛЬСКОГО  
КРАЯ, РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН, ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ,  
УСТЬ-ОРДЫНСКОГО БУРЯТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА)  
(КОП./КВТ·Ч БЕЗ НДС)**

(в ред. постановлений ФЭК РФ от 25.09.2003 № 78-э/6,  
от 01.10.2003 № 81-э/17, от 08.10.2003 № 83-э/5)

Субъект Российской Федерации	Тариф на декабрь 2003 г.	Пределные максимальные среднеотпуск- ные тарифы на 2004 год	Пределные максималь- ные тарифы на 2004 г.
1	2	3	4
<i>Центральный федеральный округ</i>			
БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	81,4	94,0	155
БРЯНСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,1	99,8	165
ВЛАДИМИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	84,0	92,6	153
ВОРОНЕЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,1	93,6	154
ИВАНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,2	100,0	164
КАЛУЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	88,3	99,5	153
КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	97,0	111,6	156
КУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,1	99,2	167
ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93,1	154
МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	83,1	94,8	157
ОРЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,3	99,5	139
РЯЗАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,3	87,4	125

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продолжение

1	2	3	4
СМОЛЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	107,4	122,4	171
ТАМБОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	91,7	104,5	172
ТВЕРСКАЯ ОБЛАСТЬ	104,3	116,8	193
ТУЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,8	101,8	158
ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ	97,4	109,1	180
г. МОСКВА	91,1	102,9	155
<i>Северо-Западный федеральный округ</i>			
РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ	67,0	73,7	103
РЕСПУБЛИКА КОМИ	136,0	148,0	207
АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	127,8	147,0	206
ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	97,5	112,1	157
КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	95,1	106,5	170
ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,6	91,1	192
МУРМАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	54,2	57,4	80
НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,2	113,3	183
ПСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	122,2	140,5	197
г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ	81,9	90,9	192
<i>Южный федеральный округ</i>			
РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ	87,5	98,9	164
РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН	32,6	35,9	59
РЕСПУБЛИКА ИНГУШЕТИЯ	100,0	111,0	183
КАБАРДИНО-БАЛКАРСКАЯ РЕСПУБЛИКА	99,4	113,3	173
РЕСПУБЛИКА КАЛМЫКИЯ	100,0	112,0	190
КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКАЯ РЕСПУБЛИКА	93,5	104,7	188
<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)</i>			
РЕСПУБЛИКА СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ – АЛАНИЯ	103,0	118,5	166
КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ	87,5	98,9	164
АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	69,3	79,7	112
ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,8	92,1	143
РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	77,0	92,0	235
<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)</i>			

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продолжение

1	2	3	4
ЧЕЧЕНСКАЯ РЕСПУБЛИКА	110,0	121,0	133
<i>Приволжский федеральный округ</i>			
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН	63,3	72,8	120
РЕСПУБЛИКА МАРИЙ ЭЛ	98,7	111,5	156
РЕСПУБЛИКА МОРДОВИЯ	83,3	95,7	140
УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА	72,4	80,4	133
ЧУВАШСКАЯ РЕСПУБЛИКА	72,8	82,0	162
<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)</i>			
КИРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,1	97,6	161
НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,0	99,8	185
<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)</i>			
ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ	72,2	80,9	134
ПЕНЗЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,3	99,2	164
ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ	79,5	90,7	143
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,5	102,0	168
САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	82,0	93,5	170
<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)</i>			
УЛЬЯНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	79,5	89,0	125
КОМИ-ПЕРМЯЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	79,5	90,7	143
<i>Уральский федеральный округ</i>			
КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	84,5	98,0	175
СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	68,2	79,1	170
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	72,0	81,4	148
ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	79,7	90,9	182
<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)</i>			
ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	72,0	81,4	148
ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	72,0	81,4	148
<i>Сибирский федеральный округ</i>			
РЕСПУБЛИКА АЛТАЙ	91,1	105,6	148
РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ	85,7	94,3	132
РЕСПУБЛИКА ТЫВА	35,6	41,3	74

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Окончание

1	2	3	4
РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ	21,3	23,9	52
АЛТАЙСКИЙ КРАЙ	98,0	113,7	159
КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ	41,3	44,7	119
<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 01.10.2003 № 81-э/17)</i>			
КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	54,8	58,6	91
<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 25.09.2003 № 78-э/6)</i>			
НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	78,3	88,5	124
ОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,8	89,7	126
ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,5	84,5	123
ЧИТИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,0	99,0	139
АГИНСКИЙ БУРЯТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	89,0	99,0	139
<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)</i>			
ТАЙМЫРСКИЙ (ДОЛГАНО-НЕНЕЦКИЙ) АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	20,0	22,0	31
<i>Дальневосточный федеральный округ</i>			
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)	122,0	141,5	256
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ	121,3	127,4	210
ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ	143,4	166,3	274
АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	96,0	106,6	176
КАМЧАТСКАЯ ОБЛАСТЬ	287,0	333,0	550
МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,8	87,9	145
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	184,9	212,6	266
ЕВРЕЙСКАЯ АВТОНОМНАЯ ОБЛАСТЬ	143,4	166,3	274
ЧУКОТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	266,0	308,6	509
г. БАЙКОНУР	212,7	234,0	328

## Примечания.

1. Уровни тарифов указаны для акционерных обществ энергетики и электрификации без учета субвенций из федерального бюджета и дотаций из региональных бюджетов. Для г. Байконур указаны уровни тарифов для ГУП ПЭО «Байконурэнерго».

2. Уровни тарифов, указанные в графе 4, являются предельно максимальными для всех категорий потребителей соответствующего субъекта Российской Федерации, электроснабжение которых осуществляется акционерными обществами энергетики и электрификации, а в г. Байконур – ГУП ПЭО «Байконурэнерго».

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Приложение 2.

Утверждено  
Постановлением Федеральной  
энергетической комиссии  
Российской Федерации  
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ СРЕДНЕОТПУСКНЫЕ ТАРИФЫ  
НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ  
ОРГАНИЗАЦИЯМИ – РЕГИОНАЛЬНЫМИ АКЦИОНЕРНЫМИ ОБЩЕСТВАМИ  
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ С УЧЕТОМ  
ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ  
ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ  
ПО СУБЪЕКТАМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА 2004 ГОД  
(ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ, РЕСПУБЛИКИ  
ТАТАРСТАН, ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, УСТЬ-ОРДЫНСКОГО  
БУРЯТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА)  
(РУБ./ГКАЛ БЕЗ НДС)**

(в ред. постановлений ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5,  
от 19.11.2003 № 95-э/7)

Субъект Российской Федерации	Тариф на декабрь 2003 г.	Пределные максимальные среднеотпускные тарифы на 2004 г.
1	2	3
<i>Центральный федеральный округ</i>		
БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Белгородэнерго», включая Белгородские ТЭЦ, Губкинские ТЭЦ)	212,4	244
БРЯНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Брянскэнерго», включая Брянскую ГРЭС, Клинцовскую ТЭЦ)	193,1	212
ВЛАДИМИРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Владимирэнерго», включая Владимирскую ТЭЦ)	184,7	214
ВОРОНЕЖСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Воронежэнерго», включая Воронежскую ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2)	285,4	331
ИВАНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ивэнерго», включая Ивановскую ГРЭС, Ивановскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-3)	286,7	333
КАЛУЖСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Калугаэнерго», включая ТЭЦ-1)	266,0	309
КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Костромаэнерго», включая Костромскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Шарьинскую ТЭЦ)	297,0	345
КУРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Курскэнерго», включая Курскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-4)	259,3	301

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продолжение

1	2	3
ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Липецкэнерго», включая Данковскую ТЭЦ, Елецкую ТЭЦ, Липецкую ТЭЦ-2)	207,2	233
МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Мосэнерго», включая ГРЭС-3, ГРЭС-4, ГРЭС-5, ТЭЦ-17, ТЭЦ-22, ТЭЦ-6)	320,4	370
ОРЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Орелэнерго», включая Ливенскую ТЭЦ, Орловскую ТЭЦ)	233,5	271
РЯЗАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Рязаньэнерго», включая Дягилевскую ТЭЦ)	265,7	308
СМОЛЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Смоленскэнерго», включая Дорогобужскую ТЭЦ, Смоленскую ГРЭС, Смоленскую ТЭЦ-2)	241,3	280
ТАМБОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тамбовэнерго», включая Котовскую ТЭЦ, Тамбовскую ТЭЦ)	250,0	300
ТВЕРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тверьэнерго», включая Каменскую ТЭЦ, Тверскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, Вышневолоцкую ТЭЦ)	227,0	263
ТУЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тулаэнерго», включая Алексинскую ТЭЦ, Ефремовскую ТЭЦ, Новомосковскую ГРЭС, Первомайскую ТЭЦ, Щекинскую ГРЭС)	166,0	199
ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ярэнерго», включая Ярославскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Ярославскую ГРЭС)	297,97	346
г. МОСКВА (ОАО «Мосэнерго», включая ТЭЦ-11, ТЭЦ-12, ТЭЦ-16, ТЭЦ-20, ТЭЦ-21, ТЭЦ-22, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25, ТЭЦ-26, ТЭЦ-27, ТЭЦ-28, ТЭЦ-8, ТЭЦ-9, ТЭЦ-1)	308,0	370
<i>Северо-Западный федеральный округ</i>		
РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ (ОАО «Карелэнерго», включая Петрозаводскую ТЭЦ)	193,9	213
РЕСПУБЛИКА КОМИ (ОАО «Комиэнерго», включая Воркутинскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Интинскую ТЭЦ, Солнечногорскую ТЭЦ)	348,2	404

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продолжение

1	2	3
АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Архэнерго», включая Архангельскую ТЭЦ, Северодвинскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2)	384,0	445
ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Вологдаэнерго», включая Вологодскую ТЭЦ, Череповецкую ГРЭС)	330,0	383
КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Янтарьэнерго», включая ГРЭС-2, Гусевскую ТЭЦ, Калининградскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2)	389,8	475
ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ленэнерго», включая ГРЭС-8, ТЭЦ-14, ТЭЦ-21)	357,3	393
МУРМАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Колэнерго», включая Апатитскую ТЭЦ, Мурманскую ТЭЦ)	438,0	508
НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Новгородэнерго», включая ТЭЦ-20)	204,9	232
ПСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Псковэнерго», включая Псковскую ТЭЦ)	184,1	203
г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ (ОАО «Ленэнерго», включая ТЭЦ-1, ТЭЦ-14, ТЭЦ-15, ТЭЦ-17, ТЭЦ-5, ТЭЦ-7, ЦТЭЦ, ТЭЦ-22, ТЭЦ-2)	294,6	330
	<i>Южный федеральный округ</i>	
РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ	175,0	240
РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН (ОАО «Дагэнерго», включая Каспийскую ТЭЦ, Махачкалинскую ТЭЦ)	179,8	198
КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ (ОАО «Кубаньэнерго», включая Краснодарскую ТЭЦ)	175,0	240
АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Астраханьэнерго», включая Астраханскую ГРЭС, Астраханскую ТЭЦ-2)	162,7	189
ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Волгоградэнерго», включая Волгоградскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Волжскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Камышинскую ТЭЦ, Волгоградскую ГРЭС)	220,0	253

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продолжение

1	2	3
РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ростовэнерго», включая Волгодонскую ТЭЦ-2, Каменскую ТЭЦ, Ростовскую ТЭЦ-2)	292,1	333
<i>Приволжский федеральный округ</i>		
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН (ОАО «Башкирэнерго», включая ГТЭС «Урал-4000» Адиг, Ишимбайскую ГТУ, Кармановскую ГРЭС, Кумертаускую ТЭЦ, Ново-Салаватскую ТЭЦ, Ново-Стерлитамакскую ТЭЦ, Приуфимскую ТЭЦ, Салаватскую ТЭЦ, Стерлитамакскую ТЭЦ, Уфимскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, Шигили ГТУ)	164,3	191
РЕСПУБЛИКА МАРИЙ ЭЛ (ОАО «Мариэнерго», включая Йошкар-Олинскую ТЭЦ-2)	213,0	256
РЕСПУБЛИКА МОРДОВИЯ (ОАО «Мордовэнерго», включая Алексеевскую ТЭЦ-3, Саранскую ТЭЦ-2)	237,6	267
УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА (ОАО «Удмуртэнерго», включая Ижевскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Сарпульскую ТЭЦ-3)	229,3	266
ЧУВАШСКАЯ РЕСПУБЛИКА (ОАО «Чувашэнерго», включая Новочебоксарскую ТЭЦ-3, Чебоксарскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2)	203,9	224
КИРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Кировэнерго», включая ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5)	241,0	265
НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Нижновэнерго», включая Дзержинскую ТЭЦ, Игумновскую ТЭЦ, Нижегородскую ГРЭС, Новогорьковскую ТЭЦ, Сормовскую ТЭЦ)	241,5	290
ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Оренбургэнерго», включая Ириклинскую ГРЭС, Карагалинскую ТЭЦ, Орскую ТЭЦ-1, Сакмарскую ТЭЦ)	219,4	255
ПЕНЗЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Пензаэнерго», включая Пензенскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-1)	295,0	342
ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Пермэнерго», включая Березниковскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-4, ТЭЦ-10, Закамскую ТЭЦ-5, Кизеловскую ГРЭС-3, Пермскую ТЭЦ-13, ТЭЦ-14,		



# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продолжение

1	2	3
ТЭЦ-6, ТЭЦ-9, ТЭЦ-20, Чайковскую ТЭЦ, Яйвинскую ГРЭС-16)	232,0	269
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Самараэнерго», включая Безымянскую ТЭЦ, Новокуйбышевскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Самарскую ГРЭС, Самарскую ТЭЦ, Сызранскую ТЭЦ, Тольяттинскую ТЭЦ, ТЭЦ ВАЗ)	249,0	289
САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Саратовэнерго», включая Саратовскую ГРЭС, Балаковскую ТЭЦ-4, Саратовскую ТЭЦ-2, ТЭЦ-5, Энгельсскую ТЭЦ-3)	217,2	252
УЛЬЯНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Ульяновскэнерго», включая Ульяновскую ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3)	280,0	319
КОМИ-ПЕРМЯЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	232,0	269
<i>Уральский федеральный округ</i>		
КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Курганэнерго», включая Курганскую ТЭЦ)	318,0	366
СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Свердловэнерго», включая Артемовскую ТЭЦ, Богословскую ТЭЦ, Верхне-Тагильскую ГРЭС, Красногорскую ТЭЦ, Качканарскую ТЭЦ, Нижне-Туринскую ГРЭС, Ново-Свердловскую ТЭЦ, Первоуральскую ТЭЦ, Рефтинскую ГРЭС, Средне-Уральскую ГРЭС, Свердловскую ТЭЦ, Серовскую ГРЭС)	214,0	245
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Тюменьэнерго», включая Нижневартовскую ГРЭС, Сургутскую ГРЭС-1, Сургутскую ГРЭС-2, Тобольскую ТЭЦ, Тюменскую ТЭЦ-1, Тюменскую ТЭЦ-2, Уренгойскую ГРЭС, в том числе г. Тюмень и г. Тобольск)	157,9	183 364
ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Челябэнерго», включая Аргаяшскую ТЭЦ, Челябинскую ГРЭС, Челябинскую ТЭЦ-1, Челябинскую ТЭЦ-2, Челябинскую ТЭЦ-3, Южно-Уральскую ГРЭС)	181,6	218
ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	157,9	174

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продолжение

1	2	3
ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	157,9	183
	<i>Сибирский федеральный округ</i>	
РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ (ОАО «Бурятэнерго», включая Улан-Уденскую ТЭЦ-1)	372,4	432
РЕСПУБЛИКА ТЫВА (ОАО «Тываэнерго», включая Кызылскую ТЭЦ)	334,0	350
РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ (ОАО «Хакасэнерго», включая Абаканскую ТЭЦ)	247,8	300
АЛТАЙСКИЙ КРАЙ (ОАО «Алтайэнерго», включая Барнаулскую ТЭЦ-1, Барнаулскую ТЭЦ-2, Барнаулскую ТЭЦ-3)	409,1	475
КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ (ОАО «Красноярскэнерго», включая Красноярскую ТЭЦ-1, Красноярскую ТЭЦ-2, Канскую ТЭЦ, Минусинскую ТЭЦ, Назаровскую ГРЭС)	306,6	347
КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Кузбассэнерго», включая Беловскую ГРЭС, Западно-Сибирскую ТЭЦ, Кемеровскую ГРЭС, Кемеровскую ТЭЦ, Кузнецкую ТЭЦ, Ново-Кемеровскую ТЭЦ, Томь-Усинскую ГРЭС, Южно-Кузбасскую ГРЭС)	249	278,9
	<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 19.11.2003 N 95-э/7)</i>	
НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Новосибирскэнерго», включая Барабинскую ТЭЦ, Новосибирскую ТЭЦ-2, Новосибирскую ТЭЦ-3, Новосибирскую ТЭЦ-4, Новосибирскую ТЭЦ-5)	345,3	390
ОМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Омскэнерго», включая ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5)	273,1	317
ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Томскэнерго», включая Томскую ГРЭС-2, Томскую ТЭЦ-3)	263,4	311
ЧИТИНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Читаэнерго», включая Приаргунскую ТЭЦ, Читинскую ТЭЦ-1, Читинскую ТЭЦ-2, Шерловогорскую ТЭЦ)	336,0	370
АГИНСКИЙ БУРЯТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	336,0	370
	<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 N 83-э/5)</i>	

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продолжение

1	2	3
ТАЙМЫРСКИЙ (ДОЛГАНО-НЕНЕЦКИЙ) АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	195,3	226
<i>Дальневосточный федеральный округ</i>		
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ) (ОАО «Якутскэнерго», включая Нерюнгринскую ГРЭС, ПЭС «Депутатскую», Чульманскую ГРЭС, Эльдиканскую ПГЭС, Якутскую ГРЭС, Якутскую ТЭЦ)	330,6	389
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ (ОАО «Дальэнерго», включая Артемовскую ТЭЦ, Владивостокскую ТЭЦ-2, Партизанскую ГРЭС)	563,5	631
ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ (ОАО «Хабаровскэнерго», включая Амурскую ТЭЦ-1, Комсомольскую ТЭЦ-2, Комсомольскую ТЭЦ-3, Майскую ГРЭС, Николаевскую ТЭЦ, Хабаровскую ТЭЦ-1, Хабаровскую ТЭЦ-3)	431,0	498
АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Амурэнерго», включая Благовещенскую ТЭЦ, Райчихинскую ГРЭС)	442,1	513
КАМЧАТСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Камчатскэнерго», включая Камчатскую ТЭЦ-1, Камчатскую ТЭЦ-2, Паужетскую ГеоТЭС)	874,8	1015
МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Магаданэнерго», включая Индигирскую ТЭС, Омсукчанскую РЭС, Палаткинскую ДЭС, Арагалинскую ГРЭС, Магаданскую ТЭЦ-ДЭС)	812,7	943
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ (ОАО «Сахалинэнерго», включая Сахалинскую ГРЭС, Южно-Сахалинскую ТЭЦ-1)	598,3	688
ЕВРЕЙСКАЯ АВТОНОМНАЯ ОБЛАСТЬ ЧУКОТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ (ОАО «Чукотскэнерго», включая Анадырскую ТЭЦ, Чаунскую ТЭЦ, Эгвекинотскую ГРЭС)	431,0	498
г. БАЙКОНУР (ТЭЦ г. Байконура)	1069,6	1284
	1145,0	1260

## Примечание.

1. Уровни тарифов указаны для акционерных обществ энергетики и электрификации без учета дотаций из региональных бюджетов. Для г. Байконур указаны уровни тарифов для ГУП ПЭО «Байконурэнерго».

Утверждено  
Постановлением Федеральной  
энергетической комиссии  
Российской Федерации  
от 25 августа 2003 г. № 66-э/1

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ УРОВНИ ТАРИФОВ  
НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ  
ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ НАСЕЛЕНИЮ В ЗОНАХ  
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПО СУБЪЕКТАМ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА 2004 ГОД, В ПРЕДЕЛАХ СОЦИАЛЬНО  
ОБОСНОВАННОЙ НОРМЫ МЕСЯЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
ЭНЕРГИИ, УТВЕРЖДАЕМОЙ В УСТАНОВЛЕННОМ ПОРЯДКЕ  
(ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ, РЕСПУБЛИКИ  
ТАТАРСТАН, ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, УСТЬ-ОРДЫНСКОГО  
БУРЯТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА) (КОП./КВТ.Ч С НДС)**

(в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)

Субъект Российской Федерации	Городское население	
	Тариф на декабрь 2003 г.	Предельный максимальный тариф на 2004 г.
1	2	3
	<i>Центральный федеральный округ</i>	
БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
БРЯНСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
ВЛАДИМИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
ВОРОНЕЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
ИВАНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
КАЛУЖСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
КУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	91,0	106
ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ	74,0	86
МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
ОРЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
РЯЗАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	87,0	101
СМОЛЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	86,0	100

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продолжение

1	2	3
ТАМБОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
ТВЕРСКАЯ ОБЛАСТЬ	89,0	103
ТУЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ	82,0	95
г. МОСКВА	105,0	122
<i>Северо-Западный федеральный округ</i>		
РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ	60,0	70
РЕСПУБЛИКА КОМИ	94,0	109
АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ	90,0	104
ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	106,0	123
ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
МУРМАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	65,0	75
НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
ПСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ	90,0	104
<i>Южный федеральный округ</i>		
РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ	100,0	116
РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН	47,0	55
РЕСПУБЛИКА ИНГУШЕТИЯ	90,0	104
КАБАРДИНО-БАЛКАРСКАЯ РЕСПУБЛИКА	100,0	116
РЕСПУБЛИКА КАЛМЫКИЯ	91,0	106
КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКАЯ РЕСПУБЛИКА	96,0	111
РЕСПУБЛИКА СЕВЕРНАЯ		
ОСЕТИЯ - АЛАНИЯ	95,0	110
КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ	100,0	116
АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	77,0	90

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Продолжение

1	2	3
ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ	90,0	104
РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	92,0	107
ЧЕЧЕНСКАЯ РЕСПУБЛИКА	54,0	63
<i>Приволжский федеральный округ</i>		
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН	63,0	73
РЕСПУБЛИКА МАРИЙ ЭЛ	76,0	88
РЕСПУБЛИКА МОРДОВИЯ	82,0	95
УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА	86,0	100
ЧУВАШСКАЯ РЕСПУБЛИКА	70,0	81
КИРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ	62,0	72
ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ	58,0	67
ПЕНЗЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	75,0	87
ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ	68,0	79
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ	99,0	115
САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
УЛЬЯНОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	80,0	93
КОМИ-ПЕРМЯЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	68,0	79
<i>Уральский федеральный округ</i>		
КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	95,0	110
СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	72,0	84
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ	70,0	81
ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	64,0	74
ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	70,0	81
ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	70,0	81
<i>Сибирский федеральный округ</i>		
РЕСПУБЛИКА АЛТАЙ	112,0	130

# НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Окончание

1	2	3
РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ	95,0	110
РЕСПУБЛИКА ТЫВА	64,0	74
РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ	46,0	52
АЛТАЙСКИЙ КРАЙ	95,0	110
КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ	46,0	53
КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ	60,0	70
НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ	78,0	90
ОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	85,0	99
ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ	78,0	90
ЧИТИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	105,0	122
АГИНСКИЙ БУРЯТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	105,0	122
<i>(в ред. Постановления ФЭК РФ от 08.10.2003 № 83-э/5)</i>		
ТАЙМЫРСКИЙ (ДОЛГАНО-НЕНЕЦКИЙ) АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	66,0	77
<i>Дальневосточный федеральный округ</i>		
РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)	221,0	256
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ	86,0	100
ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ	105,0	122
АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ	100,0	116
КАМЧАТСКАЯ ОБЛАСТЬ	230,0	267
МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	98,0	114
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	222,0	255
ЕВРЕЙСКАЯ АВТОНОМНАЯ ОБЛАСТЬ	105,0	122
ЧУКОТСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ	150,0	174
г. БАЙКОНУР	119,0	138

**Примечание.**

1. Для населения Сахалинской области тарифы указаны без учета дотаций из областного бюджета.

РЕФЕРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ

“ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК”

№ 5/2004

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

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

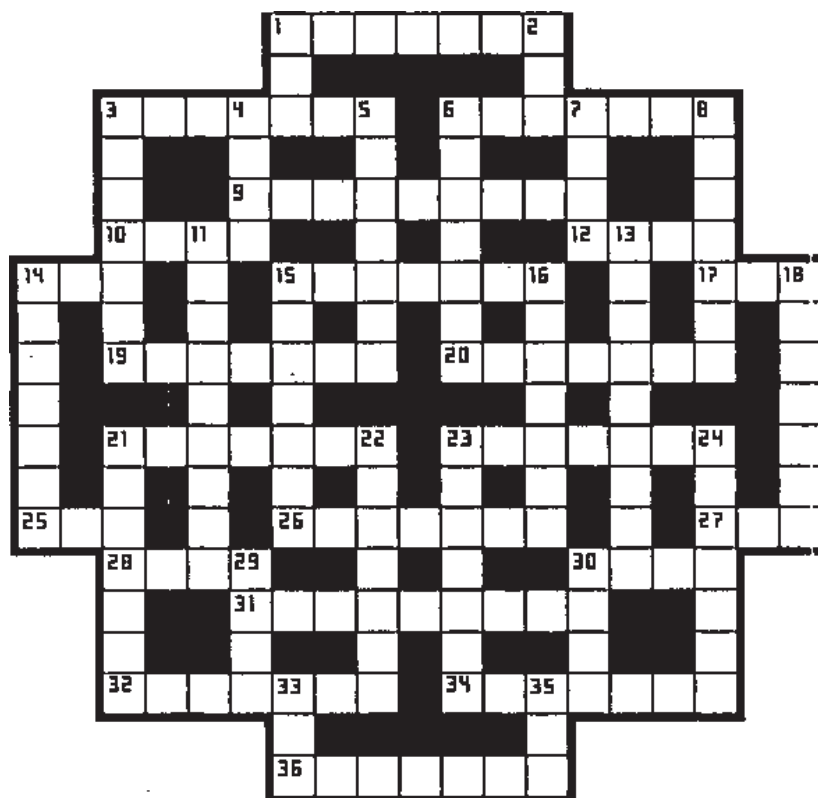
Главный редактор  
С.А. Леонов  
Выпускающий редактор  
Н.А. Пунтус  
Верстка  
А.Я. Богданов  
Корректор  
А. С. Свиридова

Журнал на первое полугодие  
2004 года распространяется  
через каталоги: Агентство  
“Роспечать”, “Пресса Росси”,  
“Подписчикам Подмосковья”,  
ООО “Межрегиональное  
Агентство Подписки” (МАП).

**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ  
ПАРТНЕРСТВО  
ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ  
“ПРОСВЕЩЕНИЕ”**

Подписано в печать 10.05.04.  
Формат 60x88/8. Бумага  
офсетная. Усл. печ. л 12  
Заказ №

*При подготовке материалов данного  
номера были использованы материа-  
лы изданий: “Коммерсант”, “Россий-  
ская газета”, “Российская бизнес-га-  
зета”, “Финансовые Известия”, “Пар-  
ламентская газета”, “Газета”, “ИНТЕР-  
ФАКС”, “ВЕДОМОСТИ”.*



**ПО ГОРИЗОНТАЛИ:** 1. Город на юге Франции. 3. Один из 7 холмов, на которых возник Древний Рим. 6. Вид ласточки. 9. Российский летчик-испытатель. 10. Французский живописец, основоположник неимпрессионизма. 12. Город в Подмосковье. 14. Сорт пастилы. 15. Круглое или полукруглое здание с куполом. 17. Король из пьесы В.Шекспира. 19. Российский химик. 20. Редкое, уникальное издание. 21. Российский писатель (Роман “Люди не ангелы”). 23. Спортивный коллектив. 25. Древняя столица Армении. 26. Российский писатель (Трилогия “Пряслины”). 27. Перешеек на юге Таиланда. 28. Официальное дипломатическое послание. 30. Астронавт США. 31. Вымершее млекопитающее отряда хоботных. 32. Повторение раздела музыкального произведения. 34. Большой торг с увеселениями на Руси. 36. Механическая защелка, зажим.

**ПО ВЕРТИКАЛИ:** 1. Общее название самолетов, разработанных Ту-полевым в 1920–30-х годах. 2. Повесть Гоголя. 3. Первая печатная книга Федорова (1564). 4. Богиня победы в Древней Греции. 5. Убийственная для лошади сигаретная отравка. 6. Рядовой артиллерии в царской России. 7. Название народов, принадлежащих к индоевропейской языковой общности. 8. Дорожное покрытие. 11. Голландский живописец и рисовальщик. 13. Многолетнее растение семейства розоцветных со съедобными плодами. 14. Драгоценный металл. 15. Город и порт в Северной Италии. 16. Декабрист, полковник. 18. Примечания на полях книги. 21. Оружие класса “Земля – воздух”. 22. Часть пишущей машинки. 23. Драматическое произведение веселого жанра. 24. Российский атомный ледокол. 29. Река на Дальнем Востоке. 30. Дичь, которую можно встретить на газетной полосе. 33. Заявление в суд. 35. Штат в США.

**Ответы на кроссворд в № 4/04**

**По горизонтали:** 1. Баскетбол. 5. Чинара. 6. Карпов. 9. Вербка. 10. “Кула”. 11. Сунок. 13. Пластов. 15. Анапест. 17. Уголь. 18. Тумба. 22. Инсбрук. 24. Потомак. 25. Арден. 27. Надир. 28. Гелий. 29. Вакула. 30. Сапсан. 31. Руставели.

**По вертикали:** 1. Бонна. 2. Суриков. 3. Бравада. 4. Ляпис. 6. Чардаш. 7. Вертеп. 8. Скетч. 9. Вопленица. 12. Котовский. 14. Тагор. 16. Арбат. 19. Асадов. 20. Панда. 21. Омолон. 23. Канклес. 24. “Пяргале”. 26. Нокар. 28. Гусли.