

ВЕСТИ ELECTRIC POWER'S NEWS

В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

2.2009

Содержание

Вопросы энергосбережения

- А.В. Максимов, М.П. Бычкова, В.К. Паули, Р.А. Воротников**
Компенсация реактивной мощности —
актуальная задача энергосбережения 3

- Э. А. Кишкурно, А. А. Витков**
Баланс электрической энергии как система физических показателей 8

Надежность и безопасность в энергетике

- Г. Бальцер, Ц. Нойман, А. Гаул, Ц. Шорн**
Общий процесс управления активами энергосистем 10

- М.Ш. Мисриханов, Н.Б. Рубцова, А.Ю. Токарский**
Обеспечение производственной и экологической электромагнитной
безопасности электросетевого оборудования 16

Релейная защита и автоматика

- В. И. Гуревич**
Цифровые реле скорости изменения частоты
и проблема их тестирования 30

- О.Г. Захаров**
Комбинированные блоки питания. Характеристики выходных цепей 33

Проблемы теплоснабжения и ЖКХ

- В.П. Каргапольцев**
Поверка водосчетчиков — за и против 38

- В.П. Каргапольцев, О.А. Мицкевич**
Небалансы при учете воды: причины возникновения
и способы снижения 40

Учредители:

«Корпорация Единый
электроэнергетический
комплекс»,
ЗАО «НТФ «Энергопрогресс»
Издается с сентября 2002 г.
Выходит 1 раз в 2 месяца

Редакционная коллегия:

А.Ф. Дьяков — главный
редактор

С.К. Брешин — заместитель
главного редактора
А.Э. Голодницкий — заместитель
главного редактора
В.А. Баринов
А.М. Бычков
М.Ю. Воскресенский
Н.Ф. Кузнецов
Г.П. Кутовой
В.Е. Межевич
В.В. Молодюк
А.С. Некрасов
В.В. Нечаев
Э.М. Перминов
А.Б. Яновский
Я.Ш. Исамухамедов

Адрес редакции:

109044, Москва,
Воронцовский пер., д. 2,
ЗАО «НТФ Энергопрогресс»
Тел. 624–22–28
625–02–12
Факс: 625–98–03
vesti46@mail.ru
Подписано в печать 05.04.09
Формат 60×84 1/8
Печать офсетная

Редакторы:

Л.Л. Жданова
Н.В. Олышанская
Верстка Т.А. Коровенковой
Отпечатано в типографии
издательства «Фолиум»,
127238, Москва, Дмитровское ш., 58

@ ЗАО «НТФ Энергопрогресс»,
«Вести в электроэнергетике», 2009

Экологические проблемы электроэнергетики

К. Л. Гаврилов

Переход на альтернативные топлива и гибридные
(комбинированные) энергетические установки 45

Материалы НТС

Расчет и нормирование потерь электроэнергии в сетевых компаниях.
Протокол № 3 заседания секции «Автоматизированный учет
электроэнергии и управление электропотреблением
Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» 51

Экономика энергетики и промышленности

С.В. Цухло

Российская промышленность в марте 2009 г.
Бюллетень конъюнктурных опросов 56

На журнал «Вести в электроэнергетике» можно подписаться
в любом отделении почтовой связи (**Объединенный каталог АРЗИ 2009,**
том II: Российские и зарубежные газеты и журналы,
подписной индекс 87667) или через **ЗАО НТФ «Энергопрогресс»:**
105062, г. Москва, Воронцовский пер., д. 2. **ЗАО НТФ «Энергопрогресс».**
Тел. (495) 911-73-24 (Алябьева Наталья Ивановна).

По вопросам размещения статей, рекламы и информационных материалов
просим обращаться в редакцию журнала
по тел. (495) 624-22-28, 625-02-12, vesti46@mail.ru

Компенсация реактивной мощности — актуальная задача энергосбережения

А.В. Максимов, директор Департамента развития бизнеса ООО «Инженерный Центр «ЭНЕРГО-АУДИТКОНТРОЛЬ»

М.П. Бычкова, ведущий специалист Департамента развития ООО «Инженерный Центр «ЭНЕРГО-АУДИТКОНТРОЛЬ», аспирант

В.К. Паули, директор ОАО «Фирма ОРГРЭС», доктор техн. наук, канд. экон. наук, проф.

Р.А. Воротников, зам. начальника ЦИЭС ОАО «Фирма ОРГРЭС», аспирант

На современном этапе развития отечественной энергетики необходим форсированный переход к энергосберегающим технологиям — различным способам снижения потерь электрической и тепловой энергии, сокращающим потребность в вводе новых генерирующих мощностей и требуемом для них органическом топливе, в создании новой электросетевой инфраструктуры. В связи с этим необходимость применения компенсации реактивной мощности как реальной эффективной технологии энергосбережения не вызывает сомнения ни у потребителей электроэнергии, ни у энергетиков.

Политика государства в области энергосбережения

В России потребление электроэнергии после затяжного спада 1990 — 1998 гг. неуклонно растет и к 2008 г., почти вплотную приблизилось к уровню 1990 г. (историческому максимуму электропотребления).

Несмотря на то, что в связи с мировым экономическим кризисом, остро коснувшимся и нашей страны, на фоне спада промышленного производства ожидается снижение потребления электроэнергии на 5 — 8%, нет никакого сомнения в том, что рано или поздно спад производства прекратится и вновь начнется подъем.

Одним из приоритетов энергетической политики России до 2020 г. обозначено снижение удельных затрат на производство и использование энергоресурсов за счет рационализации их потребления, применения энергосберегающих технологий и оборудования, сокращения потерь при добыче, переработке, транспортировке и реализации продукции ТЭК. В настоящее время государственная политика в области энергетики, во многом определяющей развитие всех отраслей промышленности, направлена на увеличение мощности электрических станций, пропускной способности электрических сетей и эффективности использования энергоресурсов.

Целью государства в данной сфере является жесткое и безусловное достижение намеченных стратегических ориентиров роста энергоэффективности — с использованием широкого спектра регулирующих и стимулирующих потребителей энергоресурсов воздействий. Задача заключается в том, чтобы за счет целенаправленной государственной политики создать устойчивую и эффективную систему

заинтересованности потребителей энергоресурсов в инвестировании в энергосбережение, обеспечив при этом более привлекательные условия для вложения капитала в эту сферу деятельности и снизив возможные финансово-экономические риски.

Важным инструментом государственной политики должна стать поддержка специализированного бизнеса в области энергосбережения, пока слабо развитого в России, что позволит сформировать экономических агентов (энергосберегающие компании), предлагающих и реализующих оптимальные научные, проектно-технологические, производственные решения, направленные на снижение энергоемкости. Поддержка энергосберегающего бизнеса предполагает переход от прямой финансовой помощи со стороны государства к формированию системы реализации эффективных бизнес-проектов в соответствующей сфере, страхования коммерческих и некоммерческих рисков.

Сегодня важной государственной задачей в области практических действий по энергосбережению является запуск с помощью регулятивных механизмов процессов тотальной работы по нормализации потоков реактивной мощности и ее компенсации. Тем самым будет положено начало глобальному процессу снижения потерь электрической энергии в российских электрических сетях, что равнозначно строительству новых генерирующих мощностей при значительно меньших затратах.

Зачем компенсировать реактивную мощность?

Для преобразования электроэнергии в иные виды энергии и ее передачи и распределения необходима выработка как активной, так и реактивной

мощности. Активная мощность (энергия) вырабатывается только генераторами электрических станций, выработка же реактивной мощности возможна как генераторами электрических станций, так и компенсирующими устройствами (КУ), устанавливаемыми в узлах сети и непосредственно в электроустановках потребителей электроэнергии. За счет частичной выработки реактивной мощности КУ уменьшаются потоки реактивной мощности в электрических сетях питающих электроэнергетических систем и систем электроснабжения, что позволяет снизить потери мощности, электроэнергии и напряжения.

Технико-экономическая задача выбора мощности и размещения КУ в электрических сетях разделяется на две составляющие: поддержание баланса реактивной мощности в ЕЭС и снижение потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях.

Первая составляющая этой задачи в целом в ЕЭС России осуществляется, поскольку она связана с обеспечением надежности работы системы электроснабжения и поддержанием заданных уровней напряжения в узлах нагрузки, а вторая — снижение потерь — это вопрос повышения экономической эффективности отрасли, который только встает на повестку дня.

Здесь следует немного отойти в сторону от выбранной темы и обратиться к теории передачи и распределения электроэнергии. В любом учебнике по электроэнергетике можно найти следующее определение: электроэнергетическая система — объединенные общностью процесса генерация, передача, распределения и потребления электроэнергии. Мало кто из потребителей задумывается, что все вышеперечисленные процессы непрерывны и взаимосвязаны и что отсутствие компенсации реактивной мощности приводит к увеличению общих потерь в электрических сетях, уменьшению пропускной способности распределительных сетей, и, в конечном счете, к увеличению затрат на передачу электроэнергии. Распределительные сетевые компании закладывают потери в тариф на передачу электроэнергии. В свою очередь, энергосбытовые компании транслируют тариф на конечных потребителей. Цикл замыкается.

Теперь попробуем разобраться, почему же возникает такая ситуация?

В качестве первой причины можно привести изменения в характере нагрузки электропотребления. Повсеместное появление технологического оборудования на полупроводниковой базе, увеличение доли осветительной нагрузки одновременно с уменьшением в ней доли ламп накаливания, увеличение доли нелинейной нагрузки в составе бытовой, привело к значительной нагрузке распределительных

электрических сетей потоками реактивной мощности.

В качестве второй причины можно назвать несовершенство российского законодательства. В частности, после отмены приказом Минтопэнерго от 10.01.2000 № 2 «Правил пользования электрической и тепловой энергией», потребители перестали чувствовать экономическую заинтересованность в компенсации реактивной мощности. И если при спаде потребления электроэнергии приходилось отключать устройства компенсации реактивной мощности для снижения «задранных» уровней напряжения, то при возобновившемся росте потребления включать эти устройства никто не спешил. По оценкам экспертов за 15 лет из баланса ЕЭС России выпало огромное количество КУ потребителей (свыше 50 тыс. Мвар установленной мощности), спровоцировав значительное увеличение потерь электроэнергии как в системообразующих, так и в распределительных электрических сетях на всей территории России.

Помимо этого, увеличившиеся потоки реактивной мощности в линиях электропередачи не позволяют пропускать по ним активную мощность, на которую данные линии были рассчитаны.

Нашумевшим примером серьезности обсуждаемой проблемы служит каскадная авария в Московской энергосистеме в мае 2005 г., произошедшая после отключения ПС «Чагино». В отчете комиссии ОАО РАО «ЕЭС России» по расследованию аварии одним из факторов, приведших к аварии, указан «возникший в сложившихся схемно-режимных условиях и существующем составе генерирующего оборудования ТЭС недостаток реактивной мощности, приведший к снижению напряжения в южной части Московской энергосистемы».

Негативный результат от вышеуказанных причин проявляется также в следующем:

- нарастает число случаев отключения потребителей и увеличиваются размеры отключаемых нагрузок защитами при снижении напряжения во время коротких замыканий в электрических сетях и циклов (режимов) АПВ или АВР в электрических сетях, что говорит о недостаточной устойчивости нагрузки к внешним возмущениям в связи с отсутствием запаса по напряжению на шинах присоединения;
- во многих регионах страны энергосистемы имеют ряд своих энергорайонов с весьма высокой вероятностью введения в действие в максимумы нагрузок графиков аварийного отключения потребителей из-за перегрузки линий электропередачи и трансформаторного оборудования подстанций как распределительных

тельных электросетевых компаний, так и подстанций единой национальной электрической сети (ЕНЭС), в том числе и необоснованными потоками реактивной мощности;

- преждевременный дефицит активной мощности в ряде узлов и в целых регионах из-за существенного роста потерь активной мощности в электрических сетях и предельная загрузка линий электропередачи избыточными потоками реактивной мощности не только ухудшили технико-экономическую эффективность электросетевого бизнеса, но и привели к сдерживанию присоединения новых потребителей или увеличения мощности присоединенных.

Указанные выше обстоятельства также являются одной из причин сдерживания присоединения к действующим системам электроснабжения новых потребителей или препятствуют увеличению присоединенной мощности потребителей, расширяющих производство и нарастающих производственные мощности из-за неоправданной (технически и экономически) дополнительной загруженности линий электропередачи и трансформаторных подстанций и распределительных пунктов потоками реактивной мощности, поставляемой потребителям от генераторов электростанций.

Правовое поле

В Постановлении Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530 Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации было дано поручение «в трехмесячный срок утвердить порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)».

Таким образом, появился приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 22 февраля 2007 г. № 49, утверждающий «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)».

Предельные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, для потре-

бителей, присоединенных к сетям напряжением ниже 220 кВ, установленные данным нормативным документом, приведены ниже:

Напряжение сети, кВ.....	110 (154)	35 (60)	6—20	0,4
tgφ.....	0,5	0,4	0,4	0,35

При этом коэффициент реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети, устанавливается равным нулю.

Кроме того, в Постановлении Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530 существует требования по обеспечению учета реактивной мощности:

«137. Если условиями договоров оказания услуг по передаче электрической энергии (энергоснабжения) предусматривается необходимость соблюдения определенного соотношения потребления активной и реактивной мощности, сторонами обеспечивается учет реактивной мощности».

В свою очередь, Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 861 (в ред. Постановления Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530) определен перечень требований к техническим условиям на присоединения к электрическим сетям:

«25. В технических условиях должны быть указаны:

в) требования к устройствам релейной защиты, регулированию реактивной мощности, противоаварийной и режимной автоматике, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжения, к контролю и поддержанию качества электроэнергии, а также к приборам учета электрической энергии и мощности (активной и реактивной)».

Кроме того, в Постановлении Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 861 (в ред. Постановления Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530) определены обязанности поставщика и потребителя электроэнергии в отношении реактивной мощности:

«14. При исполнении договора потребитель услуг обязан:

в) поддерживать в надлежащем техническом состоянии принадлежащие ему средства релейной защиты и противоаварийной автоматики, приборы учета электрической энергии и мощности, устройства, обеспечивающие регулирование реактивной мощности, а также иные устройства, необходимые для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии, и соблюдать требования, установленные для технологического присоединения и эксплуатации указанных средств, приборов и устройств;

е) поддерживать на границе балансовой принадлежности значения показателей качества электрической энергии, обусловленные работой его энергопринимающих устройств, соответствующие техническим регламентам и иным обязательным требованиям, в том числе *соблюдать установленные договором значения соотношения потребления активной и реактивной мощности*, определяемые для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств);

15. При исполнении договора сетевая организация обязана:

в) определять в порядке, определяемом Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации, значения соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей услуг. При этом указанные характеристики для потребителей, присоединенных к электрическим сетям напряжением 35 кВ и ниже, устанавливаются сетевой организацией, а для потребителей, присоединенных к электрическим сетям напряжением выше 35 кВ, — сетевой организацией совместно с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления».

Кроме того, определен механизм взаимодействия поставщика и потребителя электроэнергии в отношении реактивной мощности:

«16. В случае отклонения потребителя услуг от установленных договором значений соотношения потребления активной и реактивной мощности в результате участия в регулировании реактивной мощности по соглашению с сетевой организацией он оплачивает услуги по передаче электрической энергии, в том числе в составе конечного тарифа (цены) на электрическую энергию, поставляемую ему по договору энергоснабжения, с учетом понижающего коэффициента, устанавливаемого в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

По факту выявления сетевой организацией на основании показаний приборов учета нарушений значений соотношения потребления активной и реактивной мощности составляется акт, который направляется потребителю. Потребитель электрической энергии в течение 10 рабочих дней с даты получения акта письменно уведомляет о сроке, в течение которого он обеспечит соблюдение установленных характеристик путем самостоятельной установки устройств, обеспечивающих регулирование реактивной мощности, или о невозможности выполнить указанное требование и согласии на применение

повышающего коэффициента к стоимости услуг по передаче электрической энергии. Указанный срок не может превышать 6 мес. В случае если по истечении 10 рабочих дней уведомление потребителем услуг не направлено, сетевая организация, а также гарантирующий поставщик (энергоснабжающая, энергосбытовая организации) по договору энергоснабжения применяют повышающий коэффициент к тарифу на услуги по передаче электрической энергии (в том числе в составе конечного тарифа (цены) на электрическую энергию). Повышающий коэффициент применяется до установки соответствующих устройств потребителем услуг, допустившим нарушение значений соотношения потребления активной и реактивной мощности.

Размер указанных повышающего и понижающего коэффициентов устанавливается в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

Убытки, возникающие у сетевой организации или третьих лиц в связи с нарушением установленных значений соотношения потребления активной и реактивной мощности, возмещаются лицом, допустившим такое нарушение в соответствии с гражданским законодательством Российской Федерации».

Следует отметить, что уже продолжительное время проект «Методических указаний по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)» находится на рассмотрении в ФСТ России.

В проекте «Методических указаний» выделены два вида задания режимов потребления (генерации) реактивной мощности потребителями:

- первый — в договоре устанавливаются отдельные значения $\lg \varphi$ для потребления реактивной мощности в часы больших нагрузок сети и генерации в часы малых нагрузок сети, которые рассматриваются как средние значения за расчетный период (месяц). Потребление (генерация) сверх этих значений является основанием для применения повышающего коэффициента к тарифу;
- второй — в договоре устанавливается график потребления (генерации) реактивной мощности, который может задаваться и в виде почас-

сового графика. Такое задание означает, что потребитель привлекается сетевой организацией к регулированию реактивной мощности. Выполнение потребителем заданного графика является основанием для применения понижающего коэффициента к тарифу.

Повышающие/понижающие коэффициенты предлагается применять непосредственно к установленной ставке на содержание сетей тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

Кризис — не повод останавливать начатую работу

Развертывание инвестиционных программ по компенсации реактивной мощности в сетях и на подстанциях ФСК, тяговых подстанциях и подстанциях промышленных предприятий, в нефтяных и химических отраслях в современных условиях роста электропотребления и постепенного истощения энергоресурсов является необходимой мерой для повышения экономичности и эффективности работы потребителей электроэнергии и всего ТЭК страны.

Вопросы повышения энергоэффективности становятся особенно актуальными в условиях мирового экономического кризиса. Для подавляющего большинства российских компаний характерно отсутствие долгосрочных программ снижения издержек, целью деятельности является сиюминутное получение прибыли. В то же время любой бизнес должен ставить вопрос о перспективах развития, что подразумевает наличие среднесрочных и долгосрочных стратегий.

Уменьшение в распределительных сетях балансных потоков реактивной мощности за счет ее компенсации у потребителя или на конечных подстанциях электросетевых компаний позволит:

- обеспечить подключение дополнительных или увеличить установленную мощность уже подключенных потребителей (при наличии в энергоузлах тех же объемов активной мощности и той же пропускной способности сетей). А это приведет к приросту потребления активной мощности без увеличения ее выработки в узле (регионе) или перетока из других энергосистем;
- самому потребителю увеличить свои производственные мощности без увеличения потребления из сети;
- улучшить технико-экономическую эффективность систем электроснабжения как электросетевых компаний, так и самих потребителей;
- повысить устойчивость электроэнергетических систем, систем электроснабжения и нагрузки потребителей при снижении и провалах напряжения в сети.

Все вышеперечисленное является выгодным и потребителям электроэнергии, и электросетевым компаниям, а в целом может принести совокупный полезный эффект для всей страны за счет повышения эффективности работы топливно-энергетического комплекса, сокращения энергоемкости отечественной продукции и, как следствие, роста ВВП.

В заключение хотелось бы привести слова из интервью президента ОАО «РЖД» Владимира Якунина газете «Коммерсантъ» от 02 октября 2008 г.: «Рискуя показаться парадоксальным, но считаю, что фактором стабилизации могут стать финансовые вложения в крупные перспективные проекты, в том числе инфраструктурные, которые создадут реальную стоимость и дадут бизнесу работу. В кризисе существует два варианта поведения: затаиться и экономить либо пойти на расходы, чтобы выиграть стратегическую инициативу. Я не говорю, что не надо экономить. Я говорю, что есть вещи, которые не следует останавливать».

ОАО «Инженерный центр ЕЭС» — ведущая российская компания в области внедрения энергосберегающих технологий

ОАО «Инженерный центр ЕЭС» создан в 2001 г. в результате объединения старейших российских научно-проектных институтов, более чем с полувековой историей. ОАО «Инженерный центр ЕЭС» является одной из ведущих инжиниринговых компаний России в области электро- и теплоснабжения. За годы своей деятельности Общество приобрело высокую репутацию надежного делового партнера.

Филиалы «Инженерного центра ЕЭС» («Институт Гидропроект», «Институт Теплоэлектропроект», «Фирма ОРГРЭС», Центр службы геодинимических наблюдений в электроэнергетической отрасли (ЦСГНЭО), «Нижегородский Институт Теплоэлектропроект») имеют огромный опыт успешной работы в сферах теплоэнергетики, гидроэнергетики, электрических и тепловых сетей, зданий и сооружений, водоснабжения, управления, связи и телемеханики. Ими успешно реализованы сотни проектов в России и за рубежом, многие из которых являются уникальными инженерными разработками в своей области.

В мае 2008 г. компания по итогам открытого аукциона перешла к новому собственнику — ООО «Инженерный центр «Энергоаудитконтроль», входящему в группу компаний ЕСН, которая была создана в 1991 г. Группа работает по двум основным направлениям: привлечение капитала и развитие энергетических, инновационных, транспортных и

медийных проектов, а также использование передовых управленческих технологий при антикризисном и стратегическом управлении промышленными предприятиями, финансовом оздоровлении и реструктуризации компаний.

Группа компаний ЕСН сотрудничает и имеет совместные проекты с крупнейшими российскими корпорациями: ОАО «РЖД», ОАО «Газпром», ОАО «Сибур», ФГУП «Московский метрополитен», ОАО АК «Транснефть», ОАО «Роснефть»,

ОАО «Лукойл», ОАО «Мосэнерго». Группа является традиционным партнером крупнейшего европейского энергетического концерна Enel. Общее число сотрудников компаний, входящих в группу, составляет более 6000 чел.

Сегодня ОАО «Инженерный центр ЕЭС» предоставляет полный комплекс проектных, инженеринговых и сервисных услуг в строительстве, реконструкции и техническом перевооружении объектов теплоэнергетики, электрических и тепловых сетей.

Баланс электрической энергии как система физических показателей

Э. А. Кишкурно

А. А. Витков (ООО «Энергобаланс-Столица»)

Энергоснабжение потребителей базируется на едином непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Для оценки его эффективности, анализа мероприятий, направленных на снижение потерь в электрических сетях, а также прогнозирования объёмов производимой, передаваемой и потребляемой электрической энергии на следующий период регулирования (календарный год) формируется баланс по электрическим сетям региональной сетевой компании (РСК). Периодичность формирования баланса зависит от его назначения и может составлять год, квартал, месяц, сутки и др.

Из трёх основных составляющих баланса (рис. 1) только потери определяются расчётным путём. Объём электрической энергии, принимаемый в сеть, как и отпуск из сети (полезный отпуск), определяют по показаниям приборов учёта, установленных, как правило, на границе балансовой принадлежности, на начало и окончание расчётного периода. Суммарные потери в натуральном выражении рассчитываются путём вычитания из общего объёма электрической энергии, поступившей в сеть, полного отпуска электрической энергии из сети. Структура баланса представлена на рис. 2.

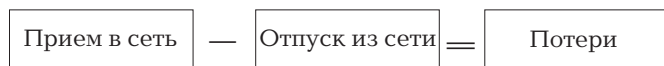


Рис. 1. Составляющие баланса

Приём электрической энергии в сети электросетевой компании по границе балансовой принадлежности включает в себя суммарный объём элек-

трической энергии, поступившей в точки поставки по соответствующему уровню напряжения от различных субъектов.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии. Для определения норматива технологических потерь электроэнергии применяется методика расчета, утвержденная Приказом Минэнерго от 30 декабря 2008 года № 326.

Технические потери электроэнергии в электрических сетях, возникающие при ее передаче по электрическим сетям, состоят из:

- *условно-постоянных потерь*, которые не зависят от передаваемой мощности — потери на холостой ход трансформаторов, расход электрической энергии на собственные нужды подстанций, потери на корону и так называемые прочие потери; в сетях РСК они составляют примерно 30% общих технических потерь;
- *нагрузочных или переменных потерь*, которые зависят от нагрузки, например потери в линиях электропередачи и в обмотках силовых трансформаторов — около 70% технических потерь.

Потери, обусловленные погрешностью системы учёта, связаны с техническими характеристиками

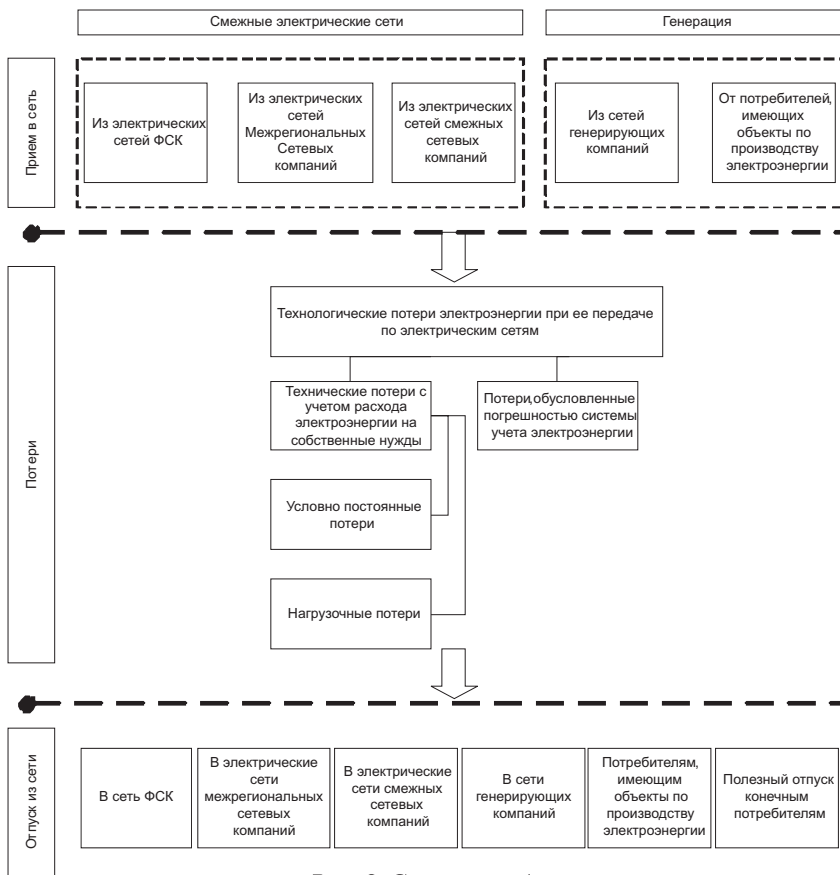


Рис. 2. Структура баланса

и режимами работы измерительных комплексов, фиксирующих объемы поступления и отпуска электрической энергии.

Отдача электрической энергии из сетей электросетевой компании по границе балансовой принадлежности может осуществляться как в сети смежных субъектов рынка электрической энергии, так и напрямую конечным потребителям, имеющим договор энергоснабжения с энергосбытовой компанией или потребителям, имеющим прямой договор оказания услуг по передаче электрической энергии (полезный отпуск).

Информация, используемая при формировании баланса, должна отвечать основным требованиям: быть достоверной, своевременной и полной. Информация о количестве электрической энергии, поступившей в сеть, или информация об объеме полезного отпуска, не соответствующая указанным требованиям, искажает структуру баланса, что может привести к значительному превышению фактическими потерями нормативного уровня, а это отрицательно скажется на финансовом состоянии электросетевой компании.

Баланс электрической энергии является также основой для проведения взаиморасчетов между смежными сетевыми и сбытовыми компаниями за оказанные услуги по передаче электрической энер-

гии конечному потребителю. Стоимость услуг по передаче электрической энергии рассчитывается таким образом, чтобы каждая электросетевая организация имела возможность получить денежные средства за оказанные услуги в размере необходимой валовой выручки. Для подтверждения объема переданной электрической энергии и уровня фактических потерь необходимым условием является формирование баланса электрической энергии за расчетный период (календарный месяц), за который производится оплата услуг, оказываемых электросетевыми компаниями. Чтобы иметь возможность сформировать баланс электрической энергии по сетям РСК за прошедший месяц, необходимо иметь показания приборов коммерческого учета, фиксирующих поступление электрической энергии в сеть и отпуск из сети на ноль часов первого числа прошед-

шего месяца и на ноль часов первого числа текущего месяца. К сожалению, на практике не всегда удаётся снимать показания с такой точностью, поэтому при формировании баланса часто применяется метод приведения снятых показаний к первому числу месяца.

Устранить эту проблему позволяют современные технологии — внедрение в эксплуатацию автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ). Установка АИИС КУЭ на элементах электрической сети РСК делает возможным формирование в режиме реального времени балансов электрической энергии по трансформаторной подстанции и присоединённым к ней потребителям, по выбранному участку сети, фидеру и др. Это позволяет оперативно выявлять «очаги потерь», принимать экстренные меры по их ликвидации, снижать затраты сетевой компании на оплату потерь.

Несомненно, баланс электрической энергии — необходимый инструмент для решения целого комплекса задач в электроэнергетике. Правильное его использование позволит справедливо компенсировать затраты РСК и сократить потери в электрических сетях, что в перспективе приведёт к снижению тарифа на передачу, следовательно, и к снижению тарифов для потребителей электрической энергии.

Общий процесс управления активами энергосистем

Вниманию российского читателя предлагается перевод статьи немецких специалистов — разработчика технологий и руководителей активов больших энергосистем Германии — RWE и EnBW, использующих предлагаемые разработки. Для каждого из четырех уровней управления активами описывается сам процесс управления активами, предлагаются методики. Публикация была сделана в позапрошлом году, но актуальность статьи на данный момент только возросла в связи с задачей сокращения бюджетов. Внедрение систем стратегического планирования ремонта и замены оборудования передающих и распределительных сетей в период кризиса дает руководителю активов сетевой компании инструмент, позволяющий объективно «резать» программы инвестиций и эксплуатационных расходов по критериям важности и технического состояния оборудования. Еще один плюс подхода немецких специалистов к оценке активов — это системность, сочетающаяся с глубиной проработки вопросов. Например, для расчета надежности электрической сети моделируются не только все возможные случаи отказов оборудования, но и действие устройств релейной защиты, автоматики, действия оперативного персонала, наличие дистанционного управления, проведение ремонтов отказавшего оборудования. Инструментарий активщика и специалиста по надежности в статье только упомянут.

Технология стратегического планирования ремонта и замены оборудования была успешно внедрена в ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «ТНК ВР». В ФСК пилот был сделан по оценке технического состояния основного оборудования для ряда подстанций МЭС Центра и всех подстанций МЭС Северо-Запада, по оценке надежности — для МЭС Центра. В ТНК система внедрена на огромной территории, охватывающей более 200 подстанций 35 кВ и 2000 ТП/РП 6 кВ в районе г. Нижневартовск. В обоих проектах использовались программные средства Neplan и Calpos-Main производства ABB, сами системы поставлены специалистами ООО «АББ Автоматизация».

Статья рекомендуется в первую очередь руководителям электросетевых компаний, а также специалистам по активам, развитию сети в качестве введения в передовые, апробированные технологии управления активами, может быть полезна специалистам диспетчерской службы, службы режимов.

М.А. Хозяинов, руководитель Департамента АСУ электроснабжения

**Г. Бальцер (G. BALZER), Дортмундский университет технологий
Ц. Нойман (C. NEUMANN), А. Гаул (A. GAUL), RWE AG, Дортмунд
Ц. Шорн (C. SCHORN), EnBW Regional AG, Штутгарт**

Вследствие постоянно увеличивающейся потребности в снижении стоимости электрических систем задачи стратегий управления активами анализируются особенно пристально. Общий процесс управления активами энергосистем и их оборудование можно поделить на четыре уровня (в нисходящем порядке).

Уровень I. Оценка общей стратегии для всего парка оборудования с учетом модели устаревания для различных категорий активов.

Данная стратегия позволяет сравнительно оценивать эксплуатационные (OPEX) и инвестиционные (CAPEX) расходы при различных стратегиях техобслуживания и ремонтов. Результатом является оценка годового бюджета в зависимости от различных технических и экономических ограничений на срок от 20 до 30 лет. Кроме того, в зависимости от стратегии управления активами можно рассчитать частоту отключений для конкретных системных узлов.

Уровень II. Использование стратегии техобслуживания и ремонтов, централизованной по надежности (RCM, системный аспект).

На данном этапе принимается решение о том, какое оборудование должно быть выведено в ремонт или заменено в зависимости от его состояния и важности для системы. Результатом является список приоритетов, в котором оборудование, подлежащее техобслуживанию, ранжировано с учетом годового бюджета.

Уровень III. Выбор соответствующих действий по техобслуживанию и ремонту.

В соответствии с уровнем II определяются активы, выводимые на техобслуживание и ремонт. Однако вопрос, какая стратегия будет оптимальной для системы, которая бы позволяла учитывать требования акционеров, все еще остается открытым. В итоговой оценке рисков будет учтен этот аспект путем сравнения цены последствий отказа и затрат на ремонт конкретного актива. Кроме того, есть другая возможность выбрать оптимальную стратегию техобслуживания и ремонтов — описать ее при помощи «индекса эффективности системы» (System Performance Index). В нем учитывается важность и состояние оборудования.

Уровень IV. Оптимальный сервис для компонентов оборудования (метод FMEA).

Метод FMEA используется для принятия решения о том, какие действия по обслуживанию необходимо выполнить для компонентов оборудования с учетом риска отключения (вероятность отключения и его последствия).

В статье описываются вышеперечисленные уровни общего процесса управления активами.

1. Вступление

В энергетической промышленности большое значение имеет факт наличия у многих компаний огромного инвестированного капитала. В предыдущие десятилетия замена электрооборудования определялась появлением новых технологий и повышением потребления. Ситуация резко изменилась вследствие либерализации рынка, а также замедления увеличения потребления. С этого момента вопросы, связанные с увеличением срока службы активов, оказались необычайно важными. Как следствие, процесс управления активами становится проблемой для электроэнергетики по достижению оптимума в контексте технологии, руководящих положений, владельцев активов, окружающей среды и клиентов.

В статье дается обзор всего процесса управления активами и показаны возможности получения итогового заключения.

2. Процесс управления активами

Задача. Определение стратегии техобслуживания (замена, обслуживание, капремонт) — самая важная задача процесса управления активами. Ее следствием является определение людских и финансовых ресурсов [1]. Пирамида управления активами отражает процесс принятия решения и информационный процесс (рис. 1). В то время, как информационный процесс движется в направлении снизу вверх, процесс принятия решения имеет обратное направление. Менеджер активов несет ответственность за координацию работы между владельцем активов и сервис-провайдером, а также является центральной фигурой в обоих процессах.



Рис. 1. Иерархия процесса управления активами

На различных этапах работы (при развитии, техобслуживании и ремонте, инвестировании в систему) менеджер активов должен решать спорные вопросы. Начиная со стратегического планирования активов и развития системы, он в конечном итоге отвечает за стратегии замены и ремонта всей группы оборудования. Очевидно, что в процессе принятия решения должны выполняться технические требования, например, по регулированию напряжения, готовности, предельным значениям активов, экологические требования. Это основа процесса принятия решения по общему управлению для вывода оптимального процесса для группой активов или системы. Это значит, что процесс управления активами включает в себя различные согласованные между собой этапы, на которых решаются конкретные задачи.

Процедура управления активами. Полный процесс управления активами можно разделить на несколько подпроцессов:

- *Общая стратегия для целой группы активов (п. 3).* Результатом данного анализа является определение стратегии ремонтов оборудования системы на весь полезный срок службы. Это может быть, например, годовой бюджет или недопоставленная энергия в случае отключения.
- *Использование общей стратегии посредством стратегии ремонтов, централизованной по надежности (п. 4).* После определения годового бюджета можно определить активы, которые необходимо вывести в ремонт в зависимости от состояния оборудования, а также его важности для системы. Это означает выполнение ранжирования активов, подлежащих техобслуживанию и ремонту.
- *Выбор подходящей стратегии техобслуживания и ремонтов (п. 5).* Следующие шаги определяют оборудование, которое должно быть отремонтировано; однако окончательное решение еще не принято, требуется ли замена, восстановление или техобслуживание. На этом этапе выбирается подходящая стратегия техобслуживания и ремонтов для оборудования.
- *Оптимизированное обслуживание компонента (п. 6).* Оценка оптимального обслуживания для оборудования выполняется с помощью метода FMEA с учетом статистики отказов и их последствий.

Поскольку поведение активов и системы учитывается на первых трех этапах, на последнем этапе рассматривается только само оборудование. Далее вышеперечисленные этапы описаны более подробно.

3. Общая стратегия

Задача данного этапа — реализация долгосрочной стратегии для группы оборудования или системы в целом. Основное — это расчет недопоставленной энергии в конкретных системных узлах с учетом финансовых ограничений [2]. Для долгосрочного моделирования необходимы следующие входные данные:

- состояние компонентов группы оборудования;
- использованные стратегии ремонтов;
- характеристики переходов модели старения для использования марковской модели;
- затратность различных мероприятий (обслуживание, капремонт, замена);
- людские ресурсы для проведения различных мероприятий;

- основные данные для расчета отключений (частоты отключений в зависимости от состояния, время перерывов подачи питания);
- развитие системы;
- требования регулирующих органов.

Разработка модели старения оборудования — самая важная часть. Эта модель описывает старение, а также изменение состояния актива и используемые стратегии ремонта для поддержания состояния оборудования. На рис. 2 более подробно показана модель состояния, в которой суммированы различные мероприятия по ремонту и различные группы состояний. Состояние оборудования может оцениваться в зависимости от возраста с учетом различных характеристик переходов между группами состояний и частотой проведения мероприятий по ремонту.



Рис. 2. Модель старения и состояния оборудования

Оценка состояния приводит к заключению о том, сколько элементов группы оборудования относится к тем или иным группам состояния (отличное, хорошее, плохое и очень плохое). В течение всего срока службы единица оборудования проходит через различные группы состояний; при этом мероприятия по ремонту либо ускоряют, либо замедляют процесс — это зависит от качества обслуживания. По истечении полезного срока службы оборудование должно быть утилизировано. Наиболее важной задачей на этом этапе является определение отдельных переходных характеристик или вероятностей между разными группами состояний. С учетом различных типов затрат и знаний о том, сколько компонентов должно быть обслужено или заменено ежегодно, можно в целом рассчитать полные затраты на группу оборудования для системы. Здесь выделяются следующие виды затрат:

- CAPEX: капитальные инвестиционные расходы;
- OPEX: эксплуатационные расходы.

Сочетание этих расходов за весь рассматриваемый период времени позволяет оценить финансовые затраты активов с тем, чтобы применять различные стратегии инвестирования и ремонтов. Необходимо учитывать влияние изменения стратегии на систему в целом, поскольку соотношение между частотой отказов и недопоставленной энергией в конкретных системных узлах зависит от топологии всей системы. Поэтому продление цикла ремонтов повысит вероятность отказа, которая повлияет на цену последствий отказа. На рис. 3, например, показаны затраты (CAPEX, OPEX) для двух стратегий с различными начальными инвестициями и соответствующими эксплуатационными затратами и затратами на ремонт. Итоговая стратегия определяется на основании такого динамического расчета и, соответственно, можно определить ежегодный бюджет для активов.

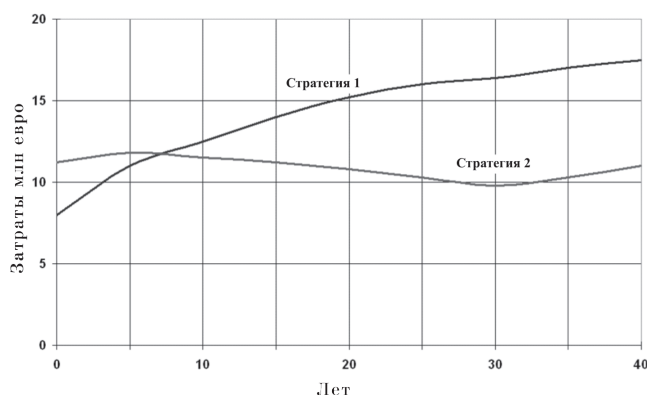


Рис. 3. Финансовые расходы на инвестиции и эксплуатацию (пример)

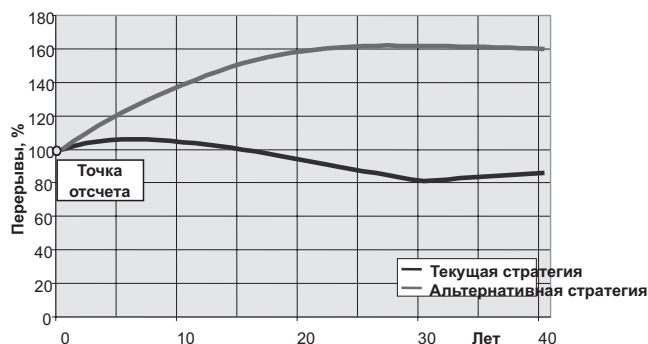


Рис. 4. Частота перерывов в узлах системы (пример)

Кроме того, можно оценить частоту перерывов в системе при определенных обстоятельствах, (рис. 4). Следующие данные, необходимые для процесса принятия решения, можно получить с помощью анализа чувствительности:

- профиль старения группы оборудования;
- ключевые показатели системы (частота отказов, длительность отключений, оценка недопоставленной энергии всей системы и т.д.);
- людские и финансовые потребности на обслуживание и замену;
- объем амортизации и балансовая стоимость актива;
- классификация различных затрат в зависимости от юридических ограничений;
- оценка эксплуатационных рисков.

Динамическое моделирование активов оказывает долгосрочное воздействие на принятие бизнес-решений и определение объема последствий и взаимодействий при решении конкурентных задач.

4. Использование общей стратегии

Следующий этап общего процесса управления активами — преобразование долгосрочной стратегии (см. п. 3) в ежегодный бюджет. Целью является определить активы, которые подлежат ремонту или замене. Это делается на основе оптимальной для оборудования стратегии ремонтов. В общем стратегии ремонтов могут быть разделены на:

- аварийно-восстановительный ремонт (ABP);
- ремонт по техническому состоянию (РТС);
- планово-предупредительный ремонт (ППР);
- ремонт, центрированный по надежности (RCM).

Существует множество возможностей использования стратегии ремонта, центрированной по надежности (например, методы, ориентированные на оборудование или систему). Здесь используется системно-ориентированный подход, подробно описанный в [3, 4]. В противоположность ему, подход, ориентированный на оборудование, широко используется в том случае, когда применяется метод FMEA (п. 6).

На рис. 5 и 6 показан пример использования стратегии ремонтов с учетом надежности. В основе этой стратегии — оценка состояния оборудования и его важности для системы. Результат может быть отображен в виде двухкоординатной системы. На рис. 5 показана оценка выключателей 110 кВ, выполненная немецкой энергокомпанией [5]. Можно определить различные зоны для обслуживания и замены в зависимости от состояния каждого оборудования. Приоритет оборудования, которое должно

быть отремонтировано первым, вторым и т.д., зависит от расстояния до дополнительной линии, как показано на рис. 5.

Оценка по состоянию и важности в соответствии с рис. 5 дает возможность ранжировать выключатели для замены или ремонта. Результат представлен на рис. 6 в виде двух классов (приоритет 1 и приоритет 2), работа по замене должны начинаться для выключателей с 1-го по 29-й.

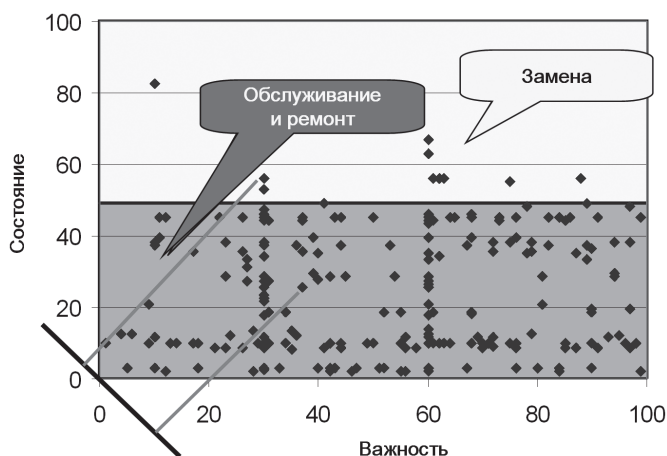


Рис. 5. Оценка выключателей 110 кВ [5, 6]

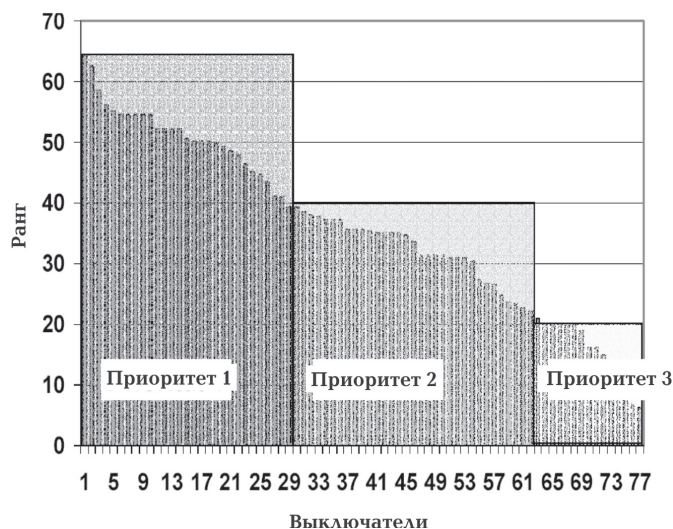


Рис. 6. Приоритет выключателей для замены [5, 6]

На этом этапе можно определить активы, подлежащие ремонту. Однако вопрос об оптимальной стратегии для конкретного оборудования на этом этапе остается нерешенным. Эта проблема обсуждается в п. 5.

5. Выбор соответствующей стратегии ремонта

Общее. В случае принятия решения об инвестициях должно быть принято во внимание и развитие системы в течение определенного промежутка времени. Учитывать необходимо различные виды работ по ремонту [4], например:

- увеличение срока службы путем обслуживания — например, более интенсивное обслуживание с целью отсрочки инвестирования;
- обновление путем замены: все компоненты актива заменяются и система остается неизменной;
- обновление путем модернизации: отдельные компоненты актива заменяются, поэтому установка может считаться «новой», система остается неизменной;
- усовершенствование или обновление: система улучшается до некоторой степени, например, путем повышения допустимой нагрузки по току или стойкости к КЗ;
- проектное изменение системы: изменение конфигурации части системы, например, изменение номинального напряжения или конфигурации подстанции.

Какое из вышеперечисленных действий является самым лучшим для выбранного оборудования можно понять, пользуясь следующими методами:

- метод текущего значения;
- метод «индекса эффективности системы»;
- метод оценки рисков.

Далее описаны достоинства и недостатки каждого из этих методов.

Метод текущего значения. Если необходимо сравнить два варианта, как правило, используется метод текущего значения. Оценка издержек за срок службы оборудования является основой этого метода. Помимо инвестиционных расходов эти издержки включают в себя затраты на установку, эксплуатацию, техобслуживание и ремонт, и, наконец, утилизацию. Если оборудование необходимо заменить безотлагательно или срок службы должен быть продлен путем интенсивного капремонта, то расчет текущего значения приводит, в общем случае, к выводу о том, что отсрочка новых инвестиций является оптимальным решением. Этот результат чрезвычайно зависит от используемой процентной ставки. Кроме того, состояние оборудования по отношению к системе не повлияет на окончательное решение.

Оценка рисков. В целом, риск определяется как произведение двух параметров: вероятности отказа и его последствий. Эти два параметра можно визуализировать при помощи диаграммы рисков (рис. 7), где различные зоны определяют высокий, средний и незначительный риск.

Оценка риска, согласно определению, описывает связь между вероятностью и последствиями отказа, однако не учитывает затраты на ремонт во избежание отказа — например, капремонт или замену.

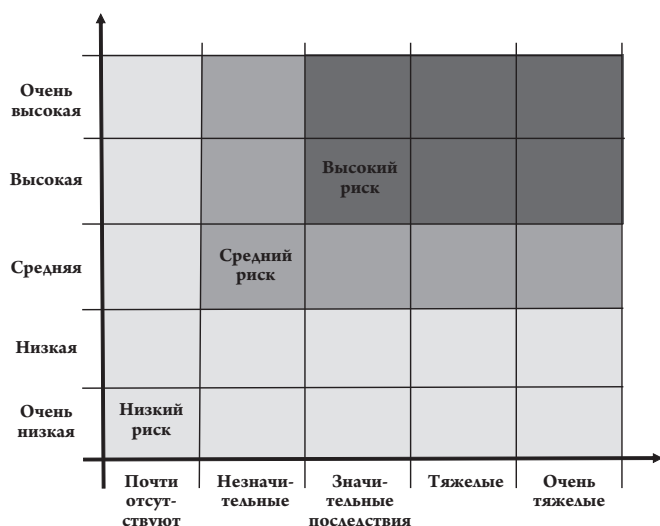


Рис. 7. Диаграмма риска с допустимыми зонами

Основой полной оценки рисков является определение последствий и вероятности отказа, а также затраты на ремонт [7, 8]. Поэтому необходимо определить частоту отказа оборудования в зависимости от времени после ввода в эксплуатацию или последнего ремонта. Параллельно, расчет недоотпущенной энергии в результате отказа оборудования, должен выполняться расчетом надежности. Принимая во внимание обе процедуры, необходимо учитывать различные требования компании в отношении оборудования (например, технологию) и системы (например, наличия энергии). На следующем этапе определяются вероятные расходы вследствие отказов, которые сравниваются с затратами при различных сценариях ремонтов. Наконец, необходимо учесть «социологические эффекты» (например, социальные последствия, общественный имидж компании, частоту перерывов энергоснабжения и т.д.). Кроме того, в оценке необходимо учесть требования компании в части финансов и экологии. Ремонт имеет смысл, если эти расходы будут меньше вероятных расходов при отказах.

Индекс эффективности системы. Как было сказано выше, недостатком метода текущего значения является отсутствие учета состояния системы. Поэтому

имеет смысл разработать ключевой индикатор, в котором бы учитывались финансовые расходы, а также состояние оборудования/системы. Индекс эффективности системы отражает следующие параметры [8]:

- изменение состояния после ремонта;
- финансовые расходы на это мероприятие.

Если техническая оценка оборудования приводит к заключению, что желательна замена (см. рис. 5), то необходимо учесть возможность немедленной замены. Встает вопрос о том, насколько целесообразно заменить оборудование сразу, не пытаясь обеспечить надежность его состояния методом дополнительного интенсивного сервиса (капремонт). Здесь необходимо учитывать состояние системы в целом и соответствующие финансовые затраты при предлагаемом техобслуживании или замене. Общая процедура пояснена на рис. 8. Первоначальная оценка (состояние и важность) оборудования приводит к значению $E1$ и замена рекомендуется из-за состояния. В зависимости от стратегии (модернизация или замена оборудования) следующая оценка состояния дает значение $E2$ или $E3$, соответственно. При этом важность остается неизменной. Индекс эффективности системы (SPI) выражается уравнениями:

$$SPI_{12} = \frac{d_1 - d_2}{f_M}$$

или

$$SPI_{13} = \frac{d_1 - d_3}{f_R}$$

где d_i — расстояние (см. рис. 8); f_j — финансовые затраты на модернизацию/капремонт (M) или замену (R) оборудования

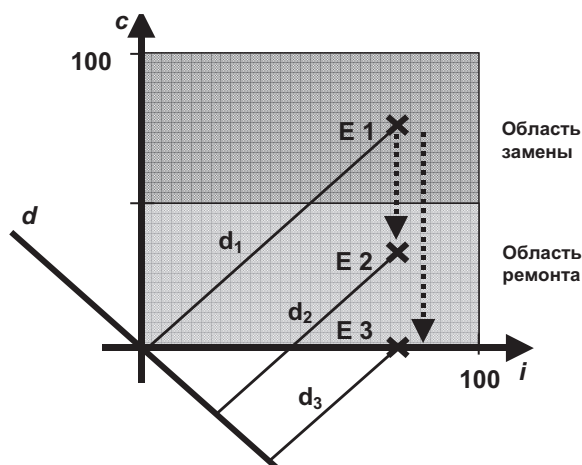


Рис. 8. Оценка индекса эффективности системы (SPI): i — индекс важности; c — индекс технического состояния; d — ось отсчета активов по техническому состоянию и важности

Максимальное значение индекса означает наилучшую стратегию в отношении производительности системы и финансовых затрат, т.е. при минимальных затратах будет обеспечено максимальное повышение производительности системы. На втором этапе вышеупомянутая стратегия техобслуживания или замены сравнивается с расходами при отключении оборудования, которые могут быть выражены затратами на ремонт или замену и затратами при неготовности оборудования.

6. Оптимизированный сервис компонента

Выбор оптимального сервиса оборудования осуществляется методом анализа влияния режима повреждения — Failure Mode Effect Analysis (FMEA). Суть метода — оценка функций выключателя и того, как эти функции могут быть нарушены и каковы будут последствия [9]. Наиболее важная задача этой процедуры — итоговая оценка последствий повреждения, например, эксплуатационные ограничения, травмы людей, влияние на окружающую среду и т.п. После этого, при необходимости, разрабатываются мероприятия по снижению вероятности отказа.

Литература

1. **Asset Management in a deregulated environment** (Управление активами после реструктуризации) / S. Barlett et al. По поручению рабочих групп CIGRE Joint Task Force 23.18 и Australian Working Group. Статья 23 — 303 CIGRE General Session 2002.
2. **Gaul Armin J., Nilges Joachim, Nockmann Esko, Spitzer Heiko.** Asset Simulation: An Approach to Predict the Long-Term Monetary Consequences of Maintenance and Renewal Strategies for Electrical Grid

(Моделирование активов: Подход к прогнозированию долгосрочных денежных последствий стратегий ремонта и обновления для электрической сети). CIRED 2007, 21 — 24 мая 2007, отчет 0668.

3. **Balzer G., Schmitt O., Schneider A., Gal S., Balasiu F.** Life Cycle Assessment of Substations: A Procedure for an Optimized Asset Management (Оценка жизненного цикла подстанций: процедура оптимизированного управления активами). СИГРЭ 2002, Париж, группа 23, отчет 302.

4. **Ageing of the System — Impact on Planning** (Старение системы — влияние на планирование) / P. Smith, G. Balzer et al. Рабочая группа 37 — 27. СИГРЭ. Отчет 176. Декабрь 2000 г.

5. **Neumann C., Borchert A., Schmitt O., Balzer G.** Zustands- und wichtigkeitsorientierte Instandhaltung und Erneuerung von Hochspannungsschaltanlagen mit Datenbankunterstützung ETG-Fachbericht 97, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, S. 145 — 150.

6. **Asset Management of Transmission Systems and Associated CIGRE Activities** (Управление активами систем электропередачи и связанная с этим деятельность СИГРЭ). / M. v.d. Meijden, A. Janssen, G. Ford, E. Rijks, G. Balzer et al. Брошюра СИГРЭ № 309. Рабочая группа C1.1. Декабрь 2006 г.

7. **Balzer G., Bakic K., Haubrich H.-J., Neumann C., Schorn C.** Selection of an Optimal Maintenance and Replacement Strategy of H.V. Equipment by a Risk Assessment Process (Выбор оптимальной стратегии ремонта и замены высоковольтного оборудования методом оценки рисков). СИГРЭ 2006 г., Париж, группа B3, отчет 103.

8. **Moubray J.** Reliability-centered maintenance (Ремонт, центрированный по надежности). — 2-е изд. Нью-Йорк: Industrial Press Inc., 1997

Обеспечение производственной и экологической электромагнитной безопасности электросетевого оборудования

М.Ш. Мисриханов, проф., доктор техн. наук, Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» — Магистральные электрические сети Центра

Н.Б. Рубцова, доктор биол. наук, старший научный сотрудник ГУ НИИ медицины труда РАМН

А.Ю. Токарский, доцент, канд. техн. наук, Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» — МЭС Центра

Представлен краткий анализ возможностей снижения влияния электромагнитных полей промышленной частоты на работающий персонал и население путем гигиенического нормирования

электромагнитного поля, внедрения средств коллективной защиты, в том числе конкретные пути снижения уровней магнитных полей на рабочих местах персонала и в местах нахождения населения.

Введение

Как известно, основными факторами возможного влияния на человека и окружающую среду систем электропередачи являются электрическое и магнитное поле (ЭП и МП) частотой 50/60 Гц (промышленная частота). Источниками электромагнитных полей (ЭМП) промышленной частоты (ПЧ) являются различные типы энергообъектов — высоковольтные подстанции и линии электропередачи, все устройства, содержащие токоведущие части, производственное оборудование, бытовые приборы и т.д.

Производственным воздействиям ЭМП ПЧ подвергается, в первую очередь, персонал электросетевых объектов, обслуживающий как открытые, так и закрытые распределительные устройства (ОРУ и ЗРУ), воздушные линии электропередачи (ВЛ) сверх- и ультравысокого напряжения (СВЛ и УВЛ), а также персонал, осуществляющий обслуживание кабельных линий (КЛ) электропередачи.

Население может подвергаться воздействию ЭМП ПЧ, создаваемых различными техническими устройствами и изделиями. На открытой территории — это, как правило, воздушные и кабельные линии электропередачи, трансформаторные и распределительные подстанции, а также электротранспорт. В жилых и общественных зданиях на человека могут действовать ЭМП ПЧ, создаваемые расположенными поблизости ВЛ и КЛ, распределительными и трансформаторными подстанциями, а также прочими постоянно действующими источниками.

В настоящее время все более высокую актуальность представляет вопрос о возможном неблагоприятном влиянии магнитной составляющей ЭМП ПЧ, создаваемой постоянно действующими источниками на персонал, обслуживающий ВЛ и ПС, а также на население, главным образом, детское, что может приводить к развитию заболеваний онкологической природы.

Сложившиеся в нашей стране принципы обеспечения защиты человека от неблагоприятного влияния ЭМП, в том числе от неблагоприятного влияния ЭМП ПЧ, включают в себя три принципа:

- *защита временем.* Она заключается в сокращении времени пребывания в зоне воздействия ЭМП ПЧ и применяется в тех случаях, когда отсутствует возможность уменьшить интенсивность воздействия ЭМП до предельно допустимых уровней (ПДУ);
- *защита расстоянием.* Это — наиболее эффективный метод. Для условий производственных воздействий он заключается в выведении

работающих из зоны повышенного воздействия ЭМП. Для населения он реализуется путем максимального удаления мест проживания (постоянного пребывания) населения от источника ЭМП.

- *защита с помощью применения средств защиты.* Средства защиты могут быть коллективными и индивидуальными. В качестве средств коллективной защиты в условиях производственных воздействий используются устройства, ограничивающие поступление электромагнитной энергии на рабочие места (экранирование).

В настоящее время в РФ действует несколько нормативно-методических документов, регламентирующих ПДУ воздействий ЭМП ПЧ.

Основными, регламентирующими ПДУ МП ПЧ, являются следующие:

- СанПиН 2.2.4.1191 — 03 «Электромагнитные поля в производственных условиях», где ПДУ МП ПЧ устанавливаются для условий общего (на все тело) и локального (на конечности) воздействия (табл. 1) по значениям напряженности H и индукции B МП в производственных условиях;

Таблица 1. ПДУ воздействия на персонал периодического магнитного поля частотой 50 Гц

Время пребывания, ч	Допустимые уровни МП H , А/м / B , мкТл при воздействии	
	общем	локальном
≤ 1	1 600/2 000	6 400/ 8 000
2	800/1 000	3 200/4 000
4	400/500	1 600/2 000
8	80/100	800/1 000

гигиенический норматив ГН 2.1.8/2.2.4.2262—07 «Предельно допустимые уровни магнитных полей частотой 50 Гц в помещениях жилых, общественных зданий и на селитебных территориях», где ПДУ МП ПЧ устанавливаются для населения: 5 мкТл (4 А/м) — для жилых помещений; 10 мкТл (8 А/м) — вне жилых помещений жилых зданий и на территории зоны жилой застройки; 20 мкТл (16 А/м) — для условий временного пребывания, в частности, под воздушными линиями электропередачи и в зоне прохода кабельных линий; 100 мкТл (80 А/м) — в ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей.

Экранирование магнитного поля ВЛ 500 кВ

Электрические и магнитные поля, создаваемые трехфазными источниками, в том числе и воздушными линиями электропередачи, имеют эллиптическую поляризацию. Электрические поля, создаваемые ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения, имеют слабо выраженную эллиптическую поляризацию и могут экранироваться с помощью пассивных, активных или резонансных тросовых экранов [1, 2].

Магнитные поля, создаваемые воздушными линиями электропередачи, имеют ярко выраженную эллиптическую поляризацию, так для ВЛ с горизонтальным расположением фаз поляризация вектора напряженности МП под средней фазой близка к круговой. При эллиптической поляризации напряженность МП (как и ЭП) характеризуется четырьмя параметрами: H_{\max} и H_{\min} — модули результирующего вектора напряженности МП в момент прохождения большей (max) и меньшей (min) полуосей эллипса, α — угол наклона большей полуоси эллипса к оси Ox , ω_0 — угловая частота вращения результирующего вектора напряженности МП (рис. 1).

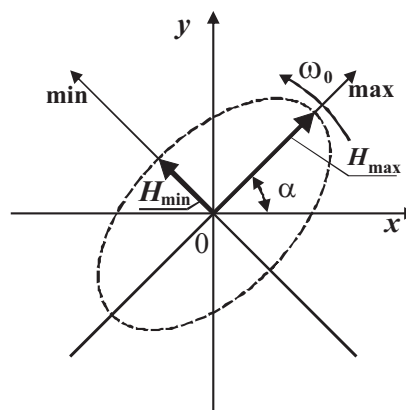


Рис. 1. Эллиптическая поляризация вектора напряженности МП

Значение ω_0 минимально при прохождении оси max и максимально при прохождении оси min. При круговой поляризации, когда составляющие по осям прямоугольной системы координат полного вектора напряженности равны по модулю и сдвинуты на комплексной плоскости на угол $n\frac{\pi}{2}$, где n — целое число, $\omega_0 = \omega = 2\pi f$, т.е. угловая частота ω_0 равна угловой скорости вращения ω для промышленной частоты f .

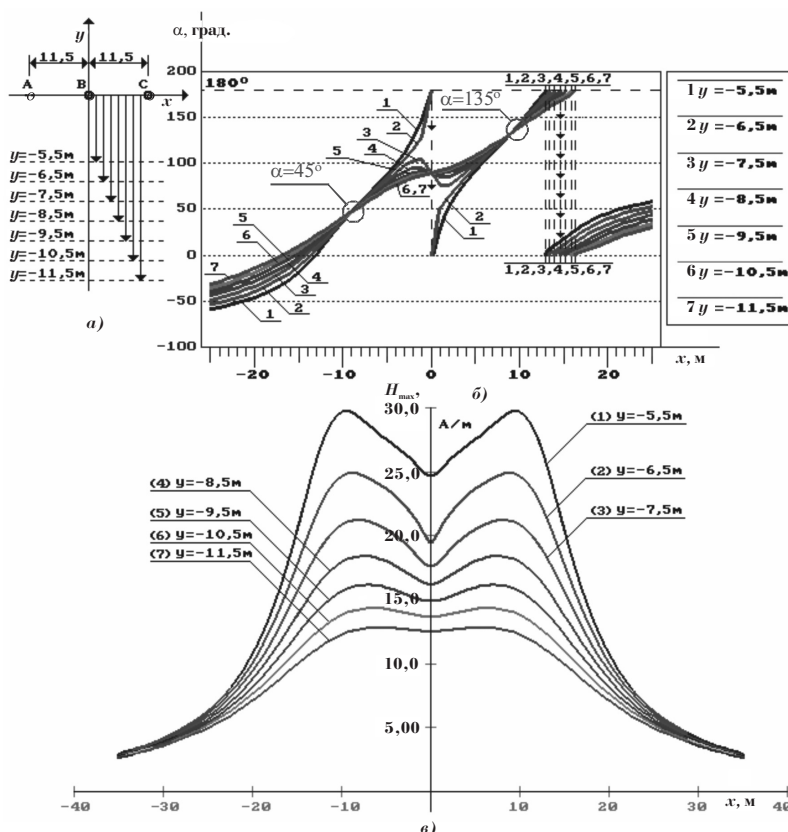


Рис. 2. Схема расположения расчётных уровней под проводами фаз ВЛ 500 кВ (а), распределение по расчётным уровням угла α наклона большей полуоси эллипса напряжённости МП (б) и распределение по расчётным уровням напряжённости H_{\max} МП (в), создаваемого ВЛ 500 кВ, $I_{\phi} = 1000$ А

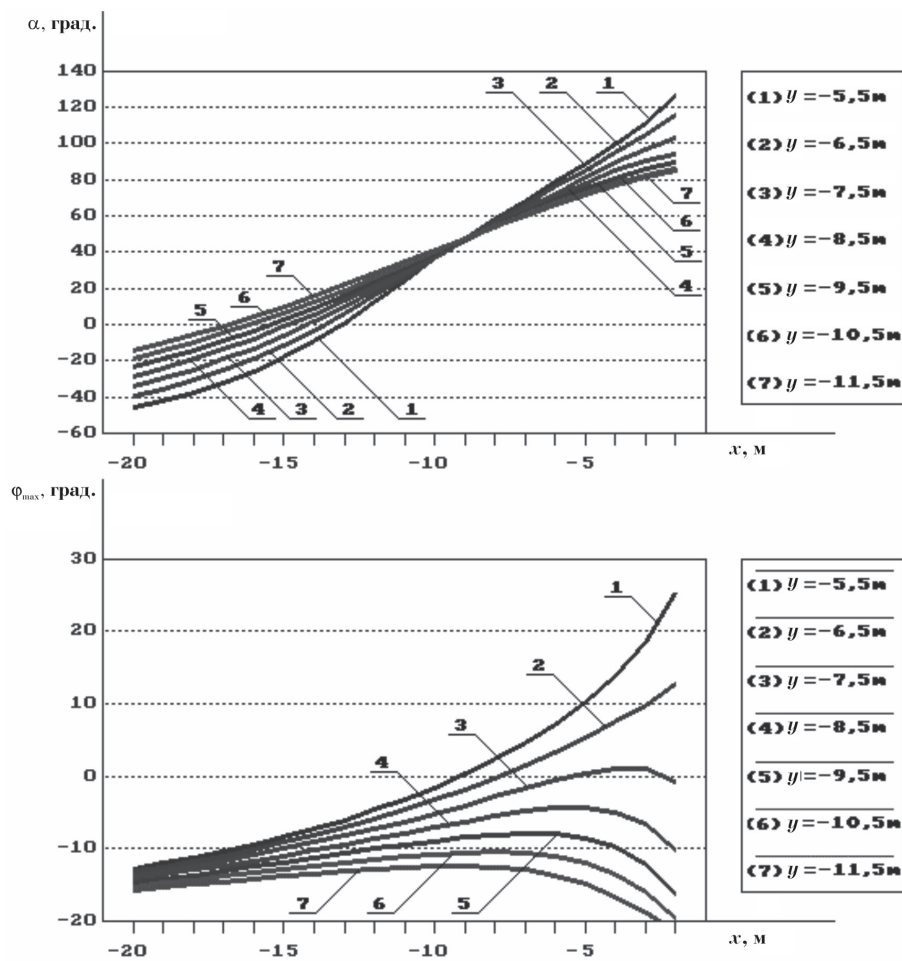


Рис. 3. Кривые распределения на расчетных уровнях угла α и фазного угла ϕ_{\max} составляющей напряженности \dot{H}_{\max}

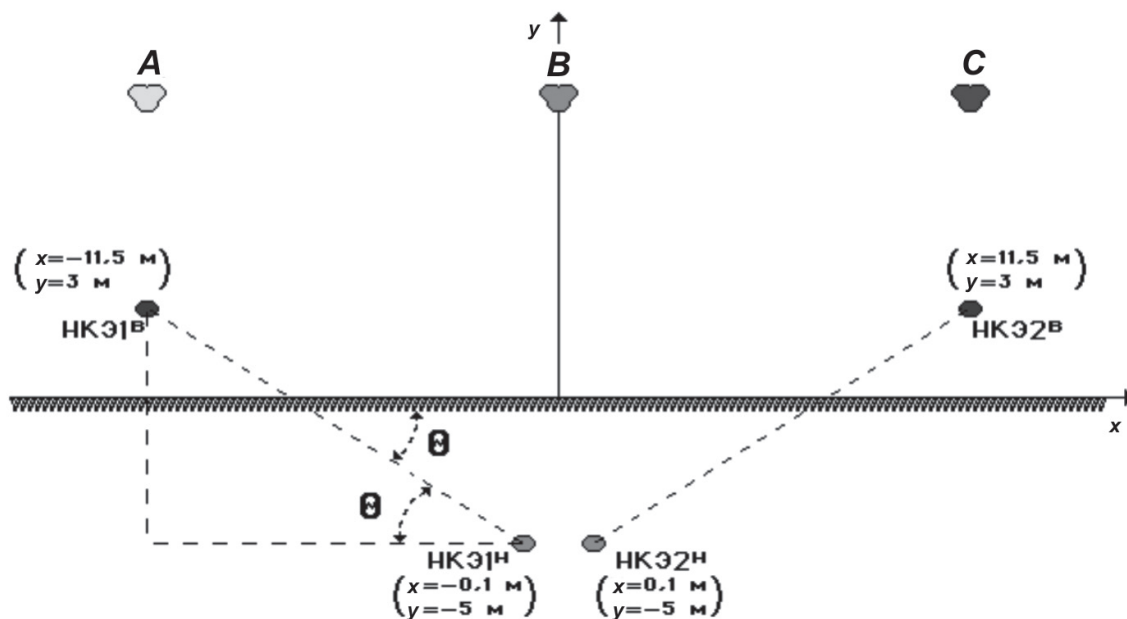


Рис. 4. Направленный контурный экран, предназначенный для ограничения уровня напряжённости МП ВЛ 500 кВ

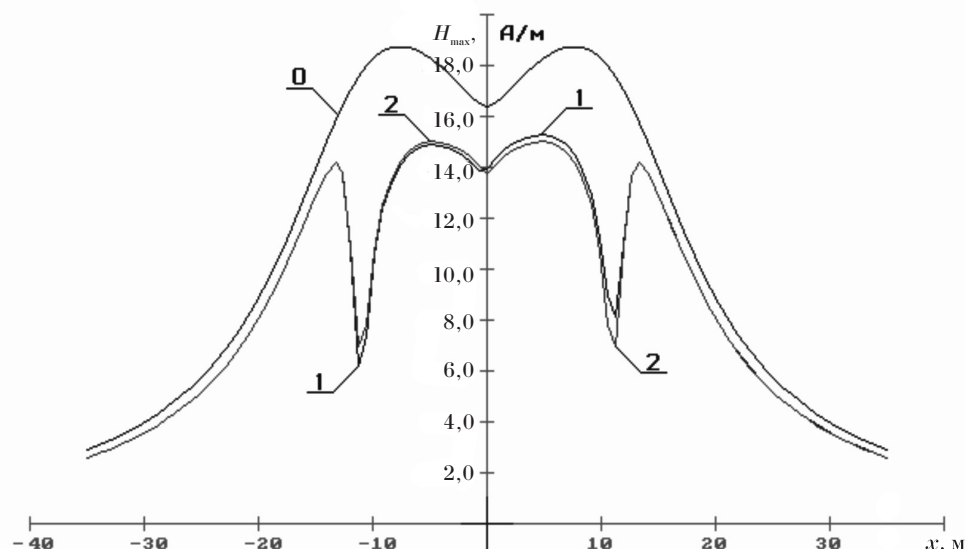


Рис. 5. Распределение H_{\max} на уровне 1,8 м от поверхности земли в сечении ВЛ 500 кВ:

0 — для незэкранированной линии; 1 — при экранировании МП с помощью НКЭ с токами, полученными с учетом активной составляющей их сопротивлений; 2 — без учета этой составляющей

На рис. 2 показаны: схема расположения расчётных уровней под проводами фаз ВЛ 500 кВ, когда ось Ox совпадает с центрами фаз, распределение по расчётным уровням угла α наклона большей полуоси эллипса напряжённости МП и распределение по расчётным уровням напряжённости H_{\max} МП, создаваемого ВЛ 500 кВ при модуле фазного тока 1000 А.

Для всех расчётных уровней в области $x \approx -9$ м $\alpha \approx 45^\circ$, а в области $x \approx 9$ м $\alpha \approx 135^\circ$. Именно в этих областях H_{\max} имеют наибольшие значения.

На рис. 3 показаны кривые распределения угла α и фазного угла φ_{\max} составляющей напряженности H_{\max} при изменении x от -20 м до -2 м. Для всех расчётных уровней при $-9,2$ м $\leq x \leq -9,4$ м угол $\alpha \approx 45^\circ$, а угол φ_{\max} изменяется в небольшом интервале: от 0 до 13° .

Для эффективного снижения уровня напряженности H_{\max} МП, создаваемого ВЛ, необходимо использовать контурный экран, который создавал бы наибольшие значения напряженности H в области наибольших значений H_{\max} , направления \vec{H} и \vec{H}_{\max} совпадали, а фазные углы \vec{H} и \vec{H}_{\max} были направлены встречно.

Таким требованиям удовлетворяет [3] направленный контурный экран (НКЭ), показанный на рис. 4.

Магнитным полем ВЛ в НКЭ наводятся токи:

$$i_{k1} = 103,3e^{j166,1^\circ} \text{ — в НКЭ1;}$$

$$i_{k2} = 101,6e^{-j30,7^\circ} \text{ — в НКЭ2.}$$

На рис. 5 показано распределение напряженности МП на уровне 1,8 м от поверхности земли в сечении ВЛ 500 кВ с габаритом «нижний провод фазы — земля» 10 м.

Несимметрия токов в НКЭ1 и НКЭ2 объясняется наличием активных составляющих R у сопротивлений экранов. Если принять $R = 0$, то токи будут симметричными:

$$i_{k1} = 103,4e^{j158,4^\circ} \text{ и } i_{k2} = 103,4e^{-j38,4^\circ}$$

и на уровне 1,8 м от поверхности земли распределение напряженности МП ВЛ, экранированного с помощью НКЭ1 и НКЭ2, становится симметричным — кривая 2 на рис. 5.

Применение направленных контурных экранов позволило снизить напряженность МП под ВЛ 500 кВ с 18,7 до 15,2 А/м, т.е. до значения не превышающего ПДУ 16 А/м для условий временного пребывания населения.

Компенсация магнитных полей кабельных линий электропередачи

Трансформаторные подстанции (ТП), встроенные в жилые или административные здания являются источниками магнитных полей, воздействующих на человека и окружающую среду.

Рассмотрим сдвоенную ТП 10/0,4 кВ, расположенную на первом этаже жилого помещения (рис. 6). От трансформаторов Tr 10/0,4 кВ к распределительному устройству КРУ 0,4 кВ отходят кабельные линии 0,4 кВ (КЛ 0,4 кВ), размещенные в асбоцементных трубах. На втором этаже на расстоянии 965 мм от КЛ расположен пол жилого помещения. ПДУ МП для жилых помещений составляет 4 А/м.

На рис. 7 показаны два варианта компоновки (А и Б) кабельных пучков КЛ в асбоцементных трубах. При плановом выводе из работы одного из транс-

форматоров все энергоснабжение осуществляется через второй трансформатор, в этом режиме работы ТП значение модуля фазного тока КЛ при симметричной нагрузке составит 1800 А.

На рис. 8 дано распределение напряженности МП на поверхности пола жилого помещения над ТП, создаваемого токами КЛ с компоновкой А — кривая 1 и Б — кривая 2 при симметричной ($I_{\phi} = 1800$ А), а на рис. 9 — несимметричной ($I_A = 1800$ А, $I_B = 900e^{-j120^\circ}$, $I_C = 900e^{j120^\circ}$, $I_0 = 900e^{j180^\circ}$) нагрузке: компоновка А — кривая 1' и компоновка Б — кривая 2'.

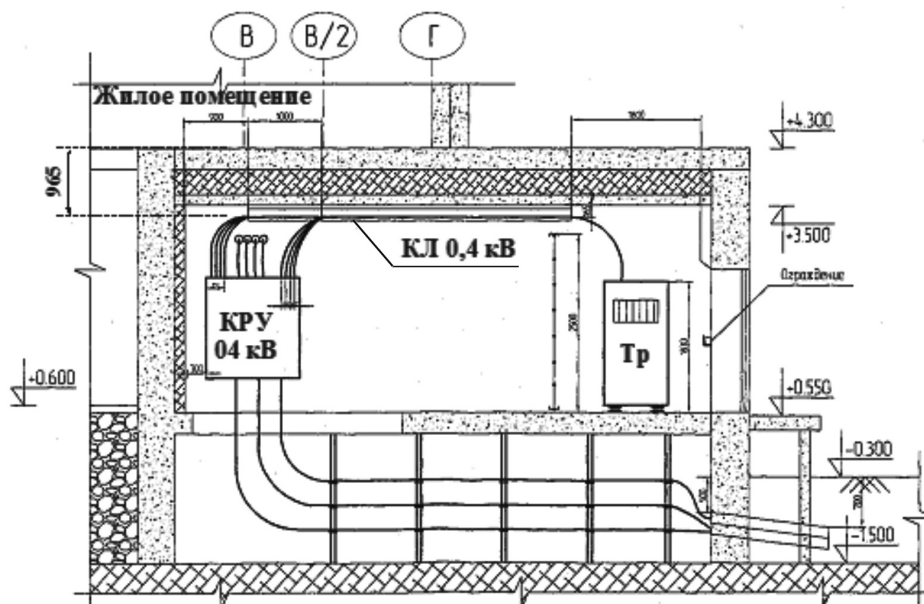


Рис. 6. Разрез ТП 10/0,4 кВ, расположенной на первом этаже жилого помещения

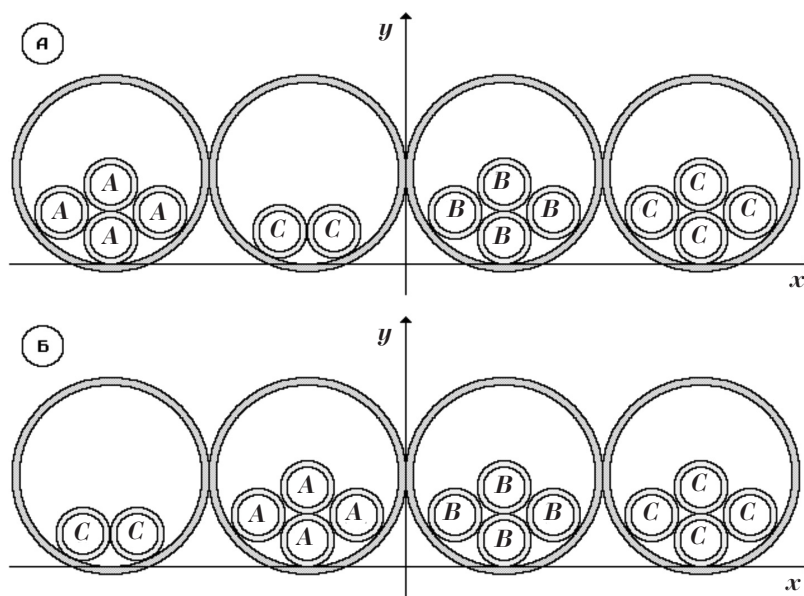


Рис. 7. Компоновка кабельных пучков КЛ в асбоцементных трубах

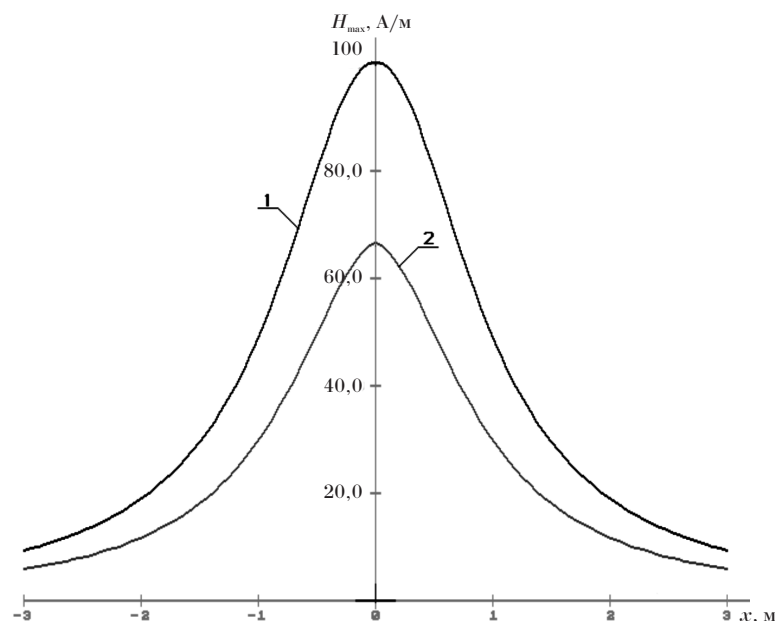


Рис. 8. Распределение напряженности H_{\max} МП, создаваемого на поверхности пола жилого помещения при симметричном режиме нагрузки:

1 — компоновка А; 2 — компоновка Б

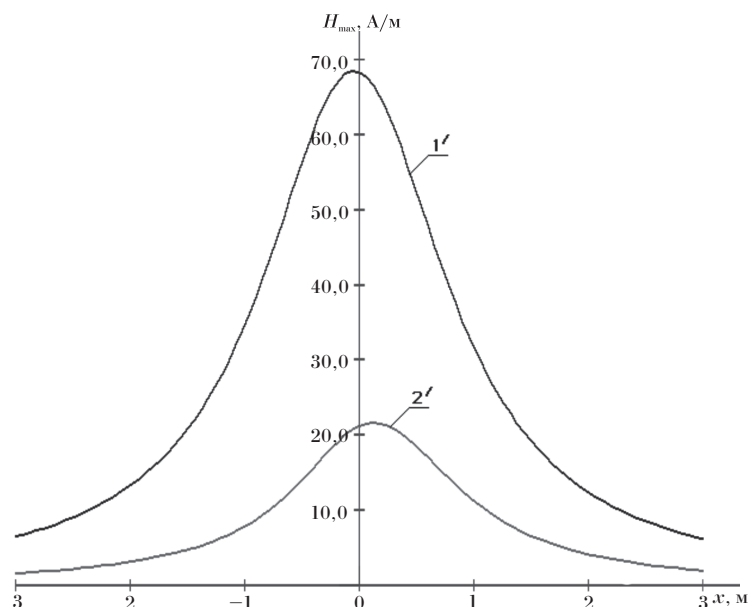


Рис. 9. Распределение напряженности H_{\max} МП, создаваемого на поверхности пола жилого помещения в несимметричном режиме нагрузки:

1' — компоновка А; 2' — компоновка Б

ПДУ 4 А/м для жилых помещений превышено в 16 и 25 раз при симметричной нагрузке, а при несимметричной — в 5,5 и 17 раз.

Максимально сближая в целях компенсации напряженности результирующего МП оси кабелей разноименных фаз и нулевого провода в кабельных пучках (рис. 10) и опуская КЛ еще на 10 см от поверхности

пола жилого помещения, можно добиться соблюдения условия $H_{\max} \leq 4$ А/м [4]. Однако «остаточное» МП КЛ с напряженностью 1–2 А/м в совокупности с магнитными полями, создаваемыми бытовыми электроприборами (кухонными электроплитами, электрическими чайниками, нагревателями, калориферами), может привести к превышению ПДУ для жилых помещений.

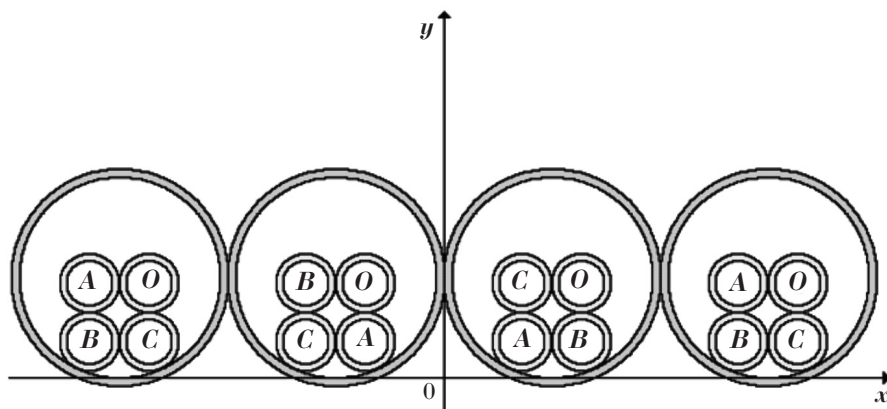


Рис. 10. Максимальное сближение осей кабелей разноименных фаз и нулевого провода в кабельных пучках

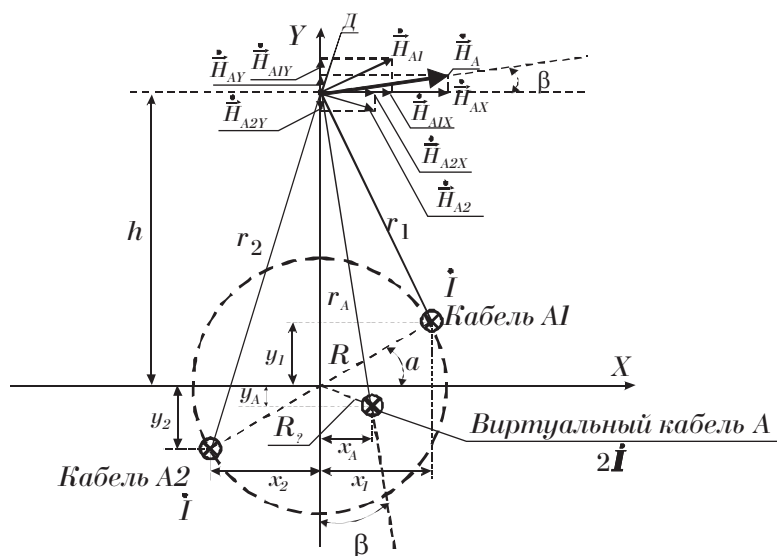


Рис. 11. К определению координат оси виртуального кабеля A с током $2I$, создающего в точке D напряженность МП, равную напряженности МП, создаваемой двумя реальными параллельными кабелями A1 и A2 с током I

Дальнейшее ограничение уровней напряженности МП методом сближения осей кабелей разноименных фаз и нулевого провода невозможно, так как мешают геометрические размеры самих кабелей. Поэтому целесообразно применение метода сближения осей виртуальных кабелей [5, 6].

Рассмотрим два параллельных кабеля A1 и A2 с током I в каждом, расположенных друг от друга на расстоянии $2R$. Из середины расстояния между кабелями проведем окружность радиусом R и в центре окружности разместим оси координат XOY так, чтобы ось OX находилась к прямой, соединяющей оси кабелей, под углом α (рис. 11).

В точке D, расположенной на расстоянии h от центра окружности на оси OY , токами кабелей создается МП, напряженности которого складываются

из составляющих по осям OX и OY , после чего найдется результирующая напряженность \vec{H}_A .

Угол β наклона вектора \vec{H}_A к оси OX находится по выражению:

$$\beta = \arctg \frac{H_{AY}}{H_{AX}}. \quad (1)$$

Из точки D проведем перпендикуляр к вектору \vec{H}_A в направлении центра координат XOY (см. рис. 10). Тогда на расстоянии

$$r_A = \frac{2I}{2\pi H_A}$$

от точки D на полученном перпендикуляре можно поместить ось кабеля A, который является виртуаль-

ным аналогом кабелей $A1$ и $A2$, создающим своим током, равным $2I$, в рассмотренной точке M МП, вектор напряженности которого тождественен вектору \vec{H}_A .

Координаты оси кабеля A определяются по выражениям:

$$x_A = r_A \sin \beta, y_A = h - r_A \cos \beta. \quad (2)$$

Ось виртуального кабеля расположена внутри окружности на расстоянии от центра $R_b < R$. При увеличении до N_k числа составляющих кабелей и неизменном значении $N_k I_k$ в результате взаимной компенсации модуль составляющей \vec{H}_{ky} уменьшается, а модуль составляющей \vec{H}_{kx} увеличивается, что, согласно выражениям (1) и (2), приводит к уменьшению как угла β , так и координат x_A и y_A , т.е. центр виртуального кабеля стремится к центру окружности.

Равномерно размещая кабели фаз и нулевого провода по периметру окружностей, имеющих один центр, получим КЛ, у которой оси виртуальных кабелей фаз и нулевого провода будут находиться на расстояниях значительно меньших диаметров реальных кабелей.

Применяя принцип максимального сближения осей виртуальных кабелей можно получить различные конструкции КЛ, некоторые из которых показаны на рис. 12.

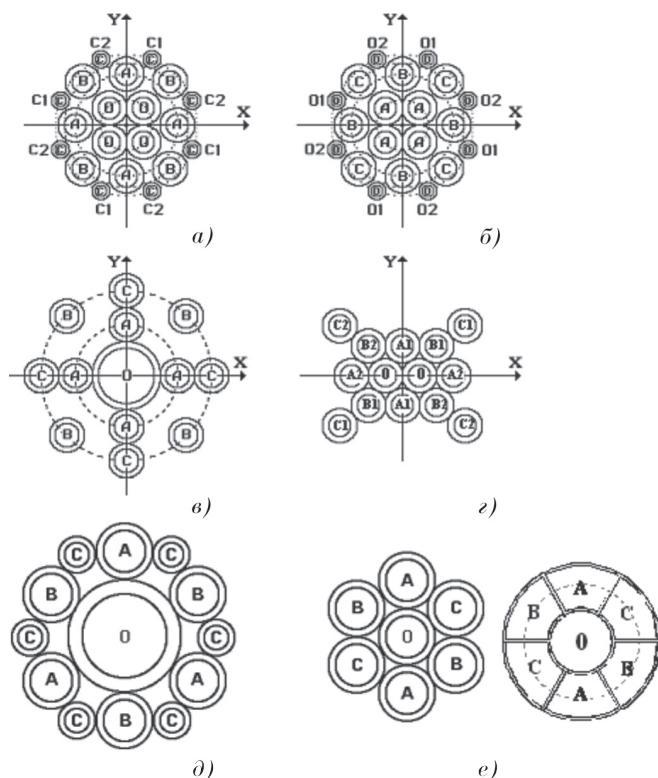


Рис. 12. Некоторые конструкции КЛ, построенные по методу максимального сближения осей виртуальных кабелей

Рассмотрим конструкции КЛ, показанные на рис. 12, а и б.

Кабельная линия, показанная на рис. 12, а имеет один кабельный пучок и содержит по четыре кабеля фаз A, B и нулевого провода 0 сечением 240 мм^2 каждый ($N_A = N_B = N_0 = 4$), диаметры кабелей $D_A = D_B = D_0 = 3 \text{ см}$, а также восемь кабелей фазы C сечением 120 мм^2 ($N_C = 8$) и диаметром $D_C = 2 \text{ см}$ каждый. Оси кабелей нулевого провода находятся на периметре окружности радиусом $R_0 = 2,12 \text{ см}$ с углом наклона $\alpha_0 = 45^\circ$ к оси OX . Для фазы A : $R_A = 4,1 \text{ см}$, $\alpha_A = 0^\circ$. Для фазы B : $R_B = 5,1 \text{ см}$, $\alpha_B = 45^\circ$. Для четырех кабелей полуфазы $C1$: $R_{C1} = 5,75 \text{ см}$, $\alpha_{C1} = 20^\circ$; а для полуфазы $C2$: $R_{C2} = 5,75 \text{ см}$, $\alpha_{C2} = -20^\circ$.

Компоновка кабельного пучка кабельной линии, показанной на рис. 12, б отличается тем, что меняются местами наименование фаз кабелей, входящих в кабельный пучок: 0 на A , A на B , B на C и C на 0 .

Если сравнивать уровни напряженности H_{\max} МП, создаваемого на поверхности пола жилого помещения над ранее рассмотренной ТП 10/0,4 кВ (см. рис. 6) КЛ традиционной конструкции (см. рис. 8 и 9), с кабельными линиями скомпонованными по схемам на рис. 12, а и б, то последние создают МП с меньшими, соответственно, в 23 000 и 25 000 раз значениями H_{\max} при симметричной и в 26 000 и 35 000 раз — при несимметричной нагрузке (рис. 13). Наибольшее значение напряженности H_{\max} на поверхности пола жилого помещения в симметричном режиме нагрузки меньше 4,5 мА/м.

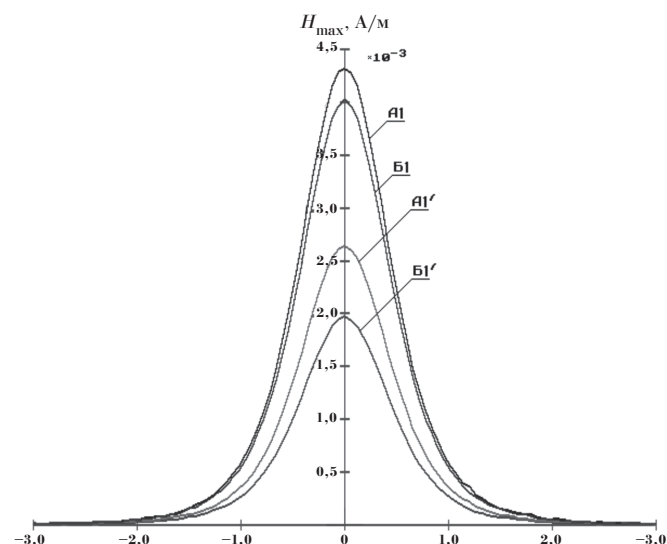


Рис. 13. Распределение напряженности МП, создаваемого на поверхности пола жилого помещения над ТП токами КЛ, скомпонованной по схемам А и Б (рис. 11): $A1$ и $B1$ — симметричный режим нагрузки; $A1'$ и $B1'$ — несимметричный режим нагрузки

Использование КЛ, скомпонованных по методу максимального сближения осей виртуальных кабелей, позволяет значительно снизить уровень напряженности МП, создаваемого в окружающем пространстве.

Ограничение напряженности МП, создаваемого токоограничивающими реакторами

Рассмотрим проект размещения четырех токоограничивающих реакторов типа РТОС-10-3150-0,25-УЗ в здании ОПУ и ЗРУ 10 кВ. Схема размещения реакторов в осях координат XOY показана на рис. 14, а в осях YOZ — на рис. 15.

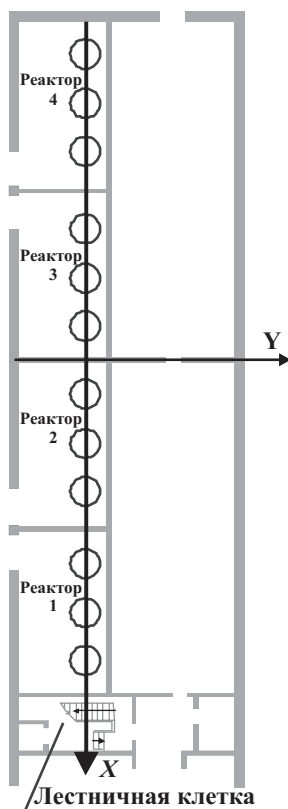


Рис. 14. Схема размещения четырех токоограничивающих реакторов РТОС-10-3150-0,25-УЗ и осей XOY в здании ОПУ и ЗРУ 10 кВ на первом этаже

На рис. 16: h — высота обмотки реактора (расстояние между плоскостями нижнего 1 и верхнего N витками реактора); R_0 — радиус витков внутреннего ряда; ΔR_0 — шаг намотки рядов; n — шаг намотки витков в ряду; P — число рядов; N — число витков в ряду; $h_{\text{нв}}$ — высота расположения плоскости нижнего витка.

Каждый виток выполнен в виде пучка, состоящего из четырех проводов (рис. 17). Высота пучка

11,7 мм, а ширина 18 мм. Плоскость витка расположена на расстоянии середины высоты пучка, т.е. на расстоянии $5,85 \approx 6$ мм выше нижнего торца пучка.

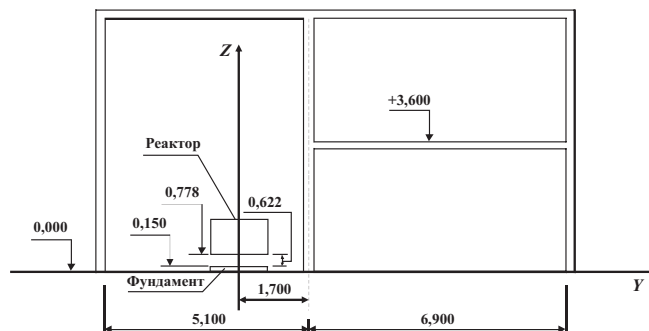


Рис. 15. Схема размещения токоограничивающих реакторов РТОС-10-3150-0,25-УЗ и осей YOZ в здании ОПУ и ЗРУ 10 кВ

Схема обмотки реактора показана на рис. 16.

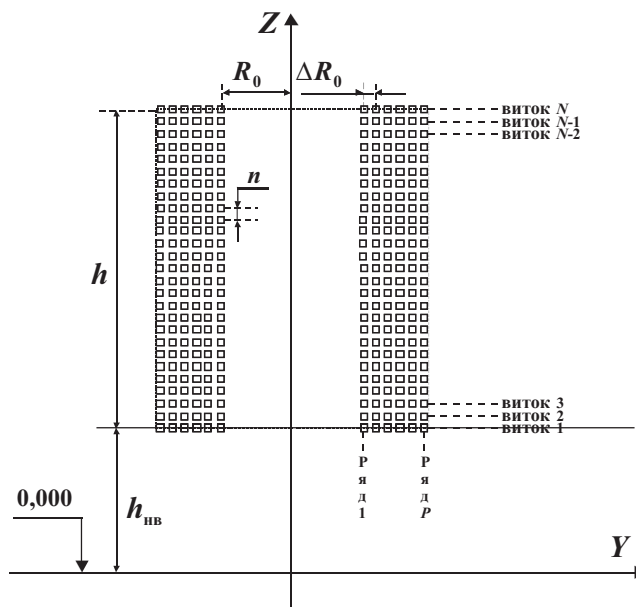


Рис. 16. Схема обмотки реактора

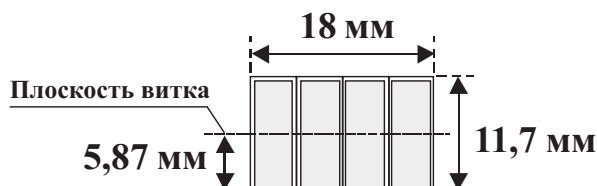


Рис. 17. Пучок из четырех проводов, образующий виток

Высота фундамента над уровнем $z = 0$ м составляет 0,15 м. Расстояние между фундаментом и плоскостью нижнего витка обмотки реактора 0,662 м.

Тогда $h_{\text{нв}} = 0,15 + 0,662 + 0,006 = 0,778$ м. Число витков в ряду обмотки реактора $N = 37$.

Зазор между соседними витками в ряду составляет 16 мм, тогда расстояние между плоскостями соседних витков, т.е. шаг n намотки витков в ряду, составит $n = 16 + 11,7 = 27,7$ мм.

Высота обмотки реактора $h = n (N-1) = 27,7 \cdot 36 = 997,2$ мм, т.е. $h = 0,997$ м.

Радиус $R_{0\text{тор}}$ внутреннего торца внутреннего ряда обмотки реактора составляет 420 мм (рис. 18), тогда радиус витка внутреннего ряда $R_0 = 429$ мм, т.е. $R_0 = 0,429$ м.

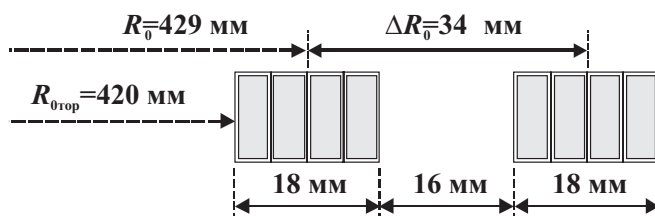


Рис. 18. К определению радиуса внутреннего ряда и шага намотки по рядам

Аналогично определяется шаг намотки рядов $\Delta R_0 = 0,034$ м.

Координаты расположения осей обмоток реакторов по оси OX даны в табл. 2.

Число витков обмотки реактора $P = 8$. Число параллельных электрических ветвей, витки которых прошли транспозицию в целях выравнивания сопротивлений этих ветвей, равно $G = 8$. Токи во всех ветвях реактора одинаковы и составляют I_p/G . Наибольшее значение модуля тока в обмотке реактора $I_p = 2850$ А (по данным проектировщиков).

На расстоянии 1572 мм от оси крайнего реактора расположена поверхность стены лестничной клетки (см. рис. 14 и 19).

На рис. 19 показана область расчета напряженности МП на лестничной клетке здания ОПУ и ЗРУ 10 кВ. Расчет проводился по прямой, соединяющей оси реакторов ($y = 0$ м, наибольшие значения H_{max}) для уровней $x = 17,644$; 18,144; 18,644; 19,144 и 19,644 м при изменении z от 0 м до 7 м. $I_p = 2850$ А. На рис. 20 показано распределение H_{max} для расчетных уровней.

Напряженность МП на поверхности стены лестничной клетки на высоте 0,94 и 1,58 м составляет 1,954 кА/м, что (см. табл. 1) исключает возможность появления обслуживающего персонала в данном помещении. На расстоянии 0,5 м от стены $H_{\text{max}} = 860$ А/м, на расстоянии 1 м $H_{\text{max}} = 450$ А/м, на расстоянии 1,5 м $H_{\text{max}} = 260$ А/м, на расстоянии 2 м $H_{\text{max}} = 170$ А/м.

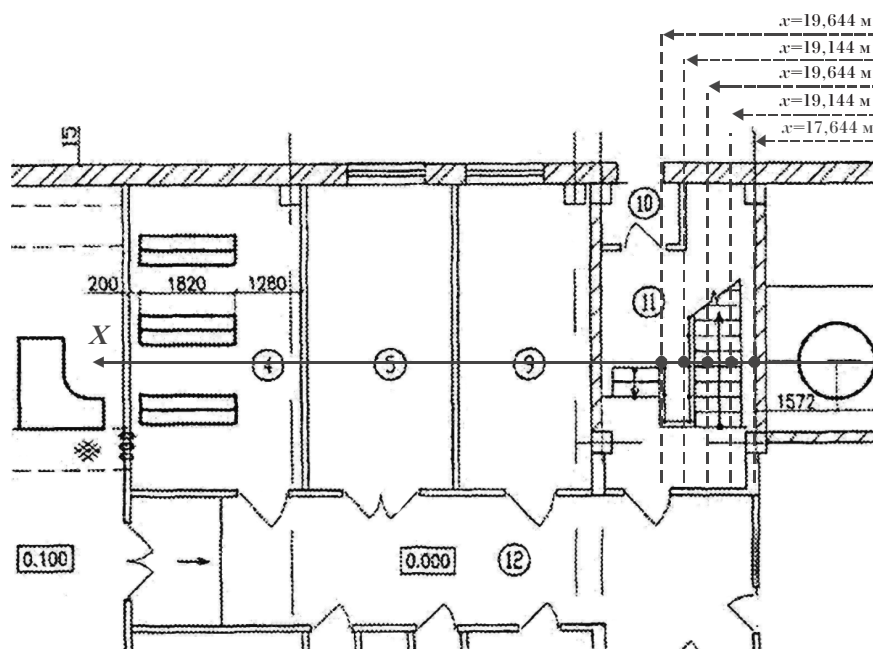


Рис. 19. Область расчета напряженности МП на лестничной клетке здания ОПУ и ЗРУ 10 кВ

Таблица 2. Координаты расположения осей обмоток реакторов по оси OX , м

Реактор	1			2			3			4		
Фаза	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
x , м	-16,07	-13,42	-10,77	-6,77	-4,12	-1,47	1,47	4,12	6,77	10,77	13,42	16,07

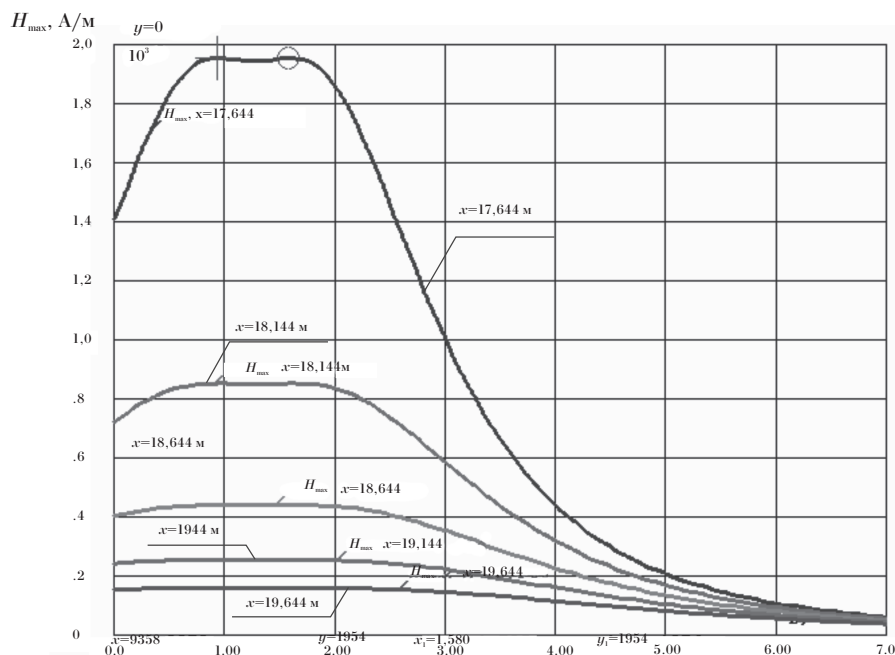


Рис. 20. Распределение H_{\max} на лестничной клетке для расчетных уровней $x = 17,644; 18,144; 18,644; 19,144$ и $19,644$ м. $I_p = 2850$ А

Для устранения вредного воздействия МП на обслуживающий персонал необходимо либо перенести лестничную клетку на противоположенную сторону здания ОПУ и ЗРУ 10 кВ, либо экранировать стену камеры реактора с помощью ферромагнитного экрана (листы пермаллоя, трансформаторное железо и т.п.) хотя бы до значения напряженности МП на поверхности стены лестничной клетки $H_{\max} \leq 1600$ А/м со временем пребывания человека (персонала) в данном помещении менее 1 ч в сутки. В этом случае персонал охраны здания ОПУ и ЗРУ 10 кВ, уборщицы и т.п. должны быть отнесены к персоналу, профессионально связанному с обслуживанием и эксплуатацией источников электромагнитных полей промышленной частоты с предоставлением специального медицинского обслуживания и реабилитационного лечения.

Снизить уровень напряженности МП на лестничной площадке можно в результате установки на реакторы комбинированных электромагнитных экранов [7]. Рассмотрим один реактор РТОС-10-3150-0,25-УЗ (рис. 21), на котором на середине его обмотки установим однорядный электромагнитный экран (ЭМЭ4в), содержащий четыре витка ($N = 4$, $P = 1$) радиусом 0,8 м, намотанных с шагом $n = 0,1$ м.

На расстоянии 0,2 м от торцов обмотки реактора разместим двухслойные электромагнитные экраны (ЭМЭ2х2), содержащие по два витка в слое ($N = 2$, $P = 2$), намотанных с шагом по слоям $n = 0,1$ м и по виткам $\Delta R_0 = 0,1$ м. Все ЭМЭ выполнены медным

прямоугольным проводом с размерами «по меди» высотой $h_{\text{пр}} = 5$ см и шириной $d = 4$ см. Соединяются все ЭМЭ согласно-параллельно шинами из того же провода.

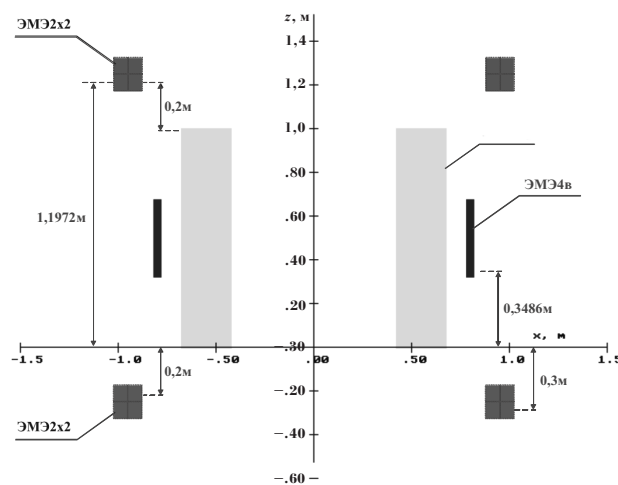


Рис. 21. Реактор РТОС-10-3150-0,25-УЗ с комбинированным ЭМЭ

При полном токе реактора 2850 А в крайних ЭМЭ наводятся токи $\dot{I}_{\text{кр}} = 2605e^{-j179^\circ}$, а в среднем ЭМЭ ток $\dot{I}_{\text{ср}} = 5210e^{-j179^\circ}$. Индуктивное сопротивление обмотки реактора составляет 0,270 Ом, а с учетом влияния комбинированного ЭМЭ при его согласно-параллельном соединении снижается до 0,184 Ом.

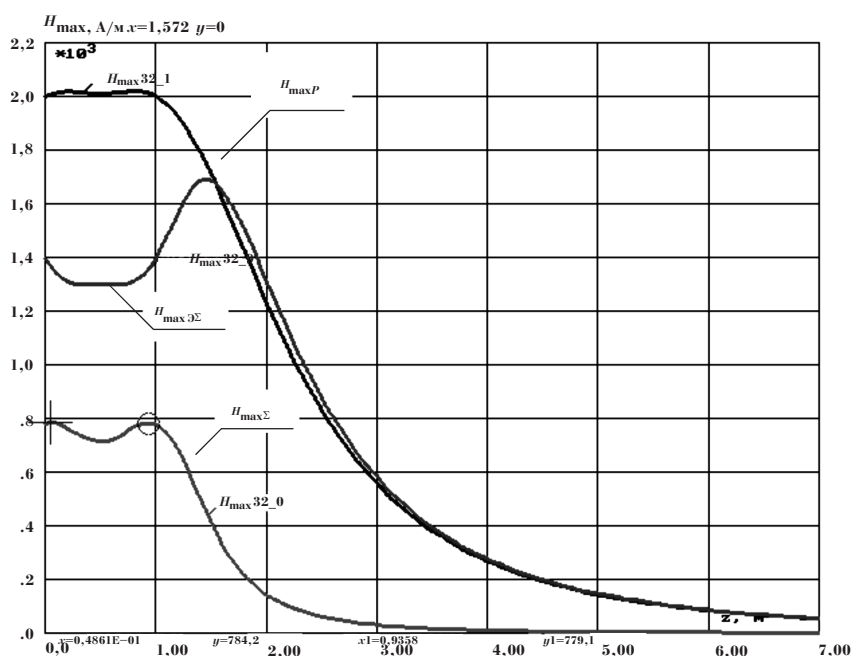


Рис. 22. Распределение напряженности МП, создаваемого на поверхности стены лестничной клетки:
 $H_{\max P}$ — реактором; $H_{\max \Sigma}$ — всем комбинированным ЭМЭ; $H_{\max \Sigma}$ — реактором и всем комбинированным ЭМЭ

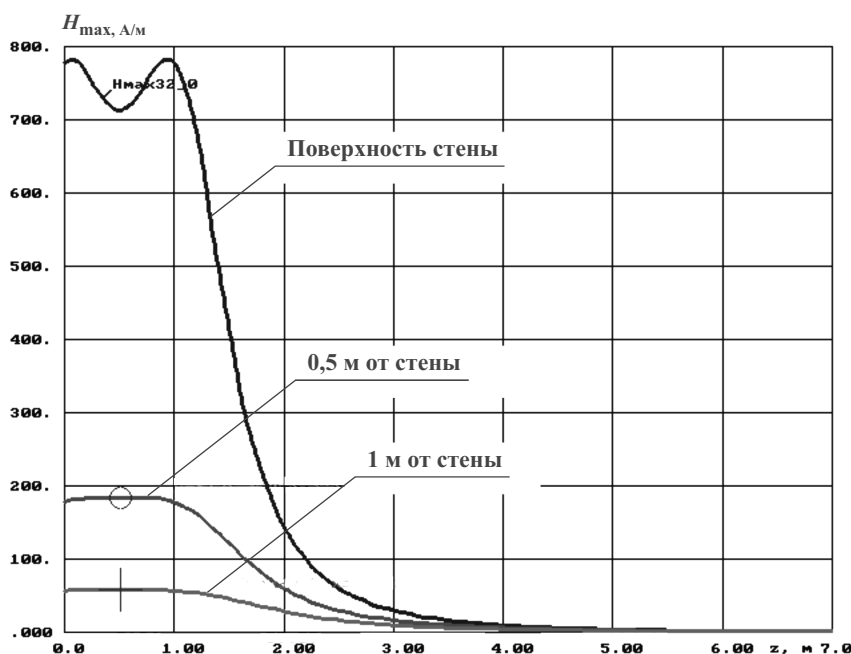


Рис. 23. Распределение напряженности МП, создаваемого реактором с комбинированным ЭМЭ на стены лестничной клетке: на поверхности стены, на расстоянии 0,5 и 1 м от стены

На рис. 22 показано распределение напряженности МП, создаваемого на поверхности стены лестничной клетки: $H_{\max P}$ — реактором, $H_{\max \Sigma}$ — всем комбинированным ЭМЭ, $H_{\max \Sigma}$ — реактором и всем комбинированным ЭМЭ.

Установка комбинированного ЭМЭ позволила снизить напряженность МП на поверхности стены лестничной клетки до значения $H_{\max} < 800$ А/м.

На рис. 23 показано распределение напряженности МП, создаваемого реактором с комбиниро-

ванным ЭМЭ на лестничной клетке: на поверхности стены $H_{\max} < 800$ А/м, на расстоянии 0,5 м от поверхности стены $H_{\max} < 200$ А/м и на расстоянии 1 м от стены $H_{\max} < 60$ А/м.

Таким образом, установка на токоограничивающий реактор РТОС-10—3150—0,25-УЗ комбинированного ЭМЭ дает возможность пребывания на лестничной клетке персонала не менее 2 ч в сутки (см. табл. 1).

Литература

1. Дикой В.П., Токарский А.Ю., Рубцова Н.Б., Мисриханов М.Ш. Тросовые экраны и их применение на ВЛ 500 кВ /Повышение эффективности работы энергосистем. Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. — М.: Энергоатомиздат, 2001. С. 209—215 / Тр. ИГЭУ. Вып. 4.
2. Мисриханов М.Ш., Токарский А.Ю. Ограничение уровня напряжённости электрического поля ВЛ 500 кВ с помощью тросовых экранов // Энергетик. 2004. № 10. С. 13—15.
3. Мисриханов М.Ш., Токарский А.Ю., Рубцова Н.Б. Экранирование электромагнитных полей промышленной частоты ВЛ 500 кВ. Сборник докладов восьмой Российской научно-технической конференции по электромагнитной

совместимости технических средств и электромагнитной безопасности. — СПб, ВИТУ. 2004. С. 518—526.

4. Мисриханов М.Ш., Рубцова Н.Б., Токарский А.Ю. Снижение уровней напряжённости магнитного поля кабельной линии методом сближения осей кабелей фаз и нулевого провода. Сборник докладов девятой Российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности. — СПб, ВИТУ. 2006. С. 608—612.

5. Мисриханов М.Ш., Рубцова Н.Б., Токарский А.Ю. Снижение уровней напряжённости магнитного поля кабельной линии методом сближения осей виртуальных кабелей фаз и нулевого провода. Сборник докладов девятой Российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности. — СПб, ВИТУ. 2006. С. 613—618.

6. Пат. № 2273934. Кабельная линия электропередачи / М.Ш. Мисриханов, Н.Б. Рубцова, А.Ю. Токарский. Опубликовано 10.04.06, Бюл. № 10.

7. Пат. № 2304815. Электромагнитный экран для реактора без ферромагнитного сердечника/ М.Ш. Мисриханов, Н.Б. Рубцова, А.Ю. Токарский. Опубликовано 20.08.07, Бюл. № 23.

17 марта 2009 г. в Москве состоялась конференция, посвященная вопросам кадрового обеспечения ТЭК. Конференция организована Министерством энергетики РФ совместно с Корпоративным Энергетическим Университетом. Целью конференции явилась выработка подходов к решению проблем обеспечения предприятий ТЭК высококвалифицированными кадрами в соответствии с основными направлениями и стратегическими приоритетами государственной кадровой политики.

По итогам работы конференции для развития системы подготовки кадров энергетической отрасли в Министерство энергетики были направлены предложения, среди которых:

- создание постоянно действующей комиссии из представителей Министерства энергетики, Государственной думы, предприятий отрасли, образовательных организаций для выработки согласованных предложений по формированию и развитию кадрового потенциала ТЭК;
- создание системы общепрофессиональных стандартов, признаваемых на национальном и международном уровне;
- разработка требований к учебным программам нового типа на основе образовательных стандартов и в соответствии с перечнем профессий и специальностей, согласованным с требованиями предприятий, внедрение их в деятельность образовательных организаций;
- разработка единых аттестационных требо-

ваний к подготовке специалистов отрасли в учебных заведениях дополнительного образования, критериев оценки качества образовательных программ и технических средств обучения;

- организация на базе КЭУ с участием вузов разработки и реализации программ управленческого обучения с целью формирования кадрового резерва отрасли, а также программ стажировок и на предприятиях ТЭК в РФ и за рубежом;
- проработка возможности организации и проведения на базе МЭИ (ТУ) совместно с КЭУ специальных (энергетических) олимпиад с целью привлечения талантливой молодежи в профильные энергетические вузы;
- регулярный обмен опытом работы с персоналом, периодическое проведение общепрофессиональных конференций, семинаров, совещаний и круглых столов.

Цифровые реле скорости изменения частоты и проблема их тестирования

В. И. Гуревич, начальник сектора Центральной лаборатории Электрической компании Израиля, канд. техн. наук

Частота переменного тока в электрических сетях является важнейшим показателем режима их работы. Даже незначительные отклонения частоты от номинального значения свидетельствуют о серьезных нарушениях в работе сети и требуют безотлагательного вмешательства. Во многих случаях показателем аварийной ситуации в сети является не абсолютное значение частоты, а тенденция изменения ее во времени. Такой показатель как скорость изменения частоты df/dt — ROCOF (Rate Of Change Of Frequency) — является сегодня важнейшим параметром, который контролируется многочисленными специализированными цифровыми реле защиты (код ANSI для реле этого типа 81RL), имеющимися на рынке, например, UFD34, MRF2, G59, PPR10, LMR-122D, FCN950, KCG593, MFR 3, MFR 11, LS 4, VAMP 210, БММРЧ, SPCF 1D15, 256-ROCL и многими другими.

ROCOF-защиту используют, в основном, в двух случаях:

1) для автоматической частотной разгрузки энергосистемы (load shedding), т.е. для отключения части нагрузки при выявлении быстрого изменения частоты. При этом следует отметить, что при возникновении аварии в питающей высоковольтной сети изменение частоты может быть разным на разных участках сети в зависимости от мощности отдельных подстанций, имеющихся в этой сети. Кроме того, при быстром снижении частоты в разветвленной сети возникают перетоки мощности между источниками энергии, питающими эту сеть, сопровождающиеся колебаниями частоты в сети. При этом, абсолютное значение пониженной частоты не является неизменным и поэтому не может служить критерием для настройки реле защиты и отключения части нагрузки. Значительно более надежным критерием для частотной разгрузки системы является функция ROCOF, которая используется как дополнительный критерий при выявлении снижения абсолютного значения частоты ниже заданного уровня;

2) для мгновенного запрета повторного подключения генератора к распределительной сети, если он был перед этим хотя бы кратковременно отключен (изолирован) от сети. В последнем случае защита в англоязычной литературе называется «loss of mains», «loss of greed» или «islanding protection». Срабатывание высоковольтного выключателя и

отделение участка сети с генератором (т.е. образование изолированного острова — «island») от главной сети (т.е. потеря главной сети — «loss of mains») приводят к нарушению баланса мощности в изолированном участке сети и возникновению ее колебаний, сопровождающихся колебаниями частоты. Очень быстро, однако, частота может вернуться в норму под действием автоматического регулятора возбуждения самого генератора или если нагрузка генератора невелика. Однако ситуация остается потенциально опасной, так как частота генератора может в любой момент измениться при изменении его нагрузки, при этом автоматическое повторное включение выключателя приведет к возникновению аварийного режима. По этой причине обычные реле частоты не применяются в этой ситуации. ROCOF-реле способны за доли секунды обнаружить колебания частоты сразу же после отключения выключателя и заблокировать его автоматическое повторное включение.

Уставка ROCOF для реле защиты рассчитывается с учетом конкретных параметров сети, генератора, нагрузки [1] и может существенно отличаться для различных сетей. Так, например, в сетях Великобритании эта уставка принимается постоянной — 0,125 Гц/с, а рядом, в Северной Ирландии — уже 0,45 — 0,50 Гц/с. В [2] показано, что неправильный выбор уставки реле по этому параметру приводит либо к его ложному срабатыванию, либо к недостаточной чувствительности. Это же накладывает и определенные требования к точности реле защиты.

Алгоритм измерения частоты в цифровых реле защиты связан с выделением точек перехода синусоидального входного сигнала через нулевое значение, что позволяет устранить влияние искажения синусоиды на точность измерения частоты (рис. 1).

Входной сигнал, как правило, вначале преобразуется в прямоугольный и фильтруется, а затем из него формируются короткие импульсы, интервал между которыми определяется моментом перехода преобразованного сигнала через нуль. Этот интервал заполняется высокочастотными импульсами, вырабатываемыми высокостабильным кварцевым генератором с фиксированной частотой генерации (обычно 100 кГц). Счетчик импульсов с очень высокой точностью отсчитывает количество этих импульсов, которое зависит от длительности интер-

вала между переходами через нуль синусоиды (т.е. от периода T входного сигнала). Погрешность измерения частоты современными цифровыми реле с описанным алгоритмом как правило не превышает $\pm (0,01 \div 0,005)$ Гц.

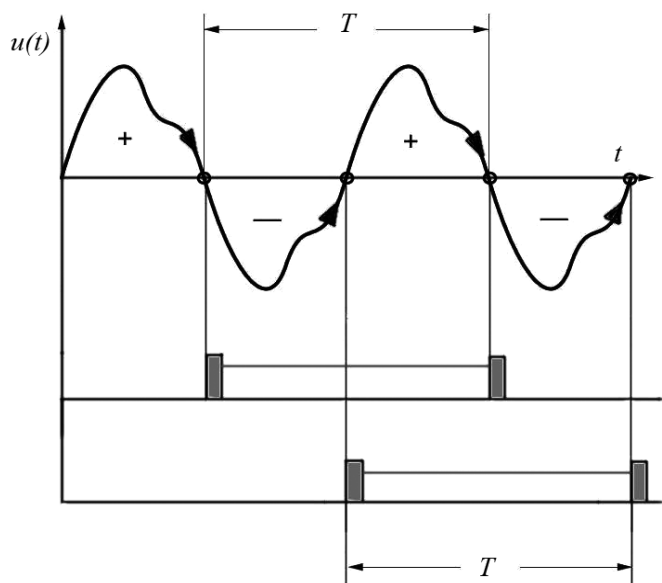


Рис. 1. Принцип измерения частоты искаженного периодического сигнала

Алгоритм измерения скорости изменения частоты иной. Рассмотрим алгоритм работы такого реле на примере автоматической частотной разгрузки (рис. 2). Как видно, функция ROCOF запускается в реле только в том случае, если значение контролируемой частоты опускается ниже критического уровня $f_{кр}$. Если такого снижения не происходит, то реле деактивируется через некоторое время dt_1 после выявления пониженной частоты, даже если частота остается пониженной. Запуск функции ROCOF происходит лишь при снижении частоты в сети ниже критического уровня $f_{кр}$, при этом частота измеряется в двух точках $f_{пон}$ и f_2 с интервалом времени dt_2 между этими измерениями. Если расчетное значение df/dt для этих измерений окажется больше заранее заданной уставки, реле сработает, отключив часть нагрузки и восстановив тем самым баланс мощности в энергосистеме.

Более сложный алгоритм, в осуществлении которого участвуют вспомогательные элементы реле, определяет и более высокую погрешность реле в режиме ROCOF по сравнению с обычной функцией контроля частоты (табл. 1). Тем не менее, это вполне определенная точность, требующая обязательной проверки при тестировании такого ответственного реле защиты, каким является реле скорости изменения частоты. Протестировать такое реле можно лишь при наличии специального симулятора, реализующего функцию ROCOF. В связи с прогрессом в области микропроцессорных устройств релейной защиты сегодня многими компаниями производятся симуляторы режимов для проверки таких устройств, снабженные и функцией проверки ROCOF.

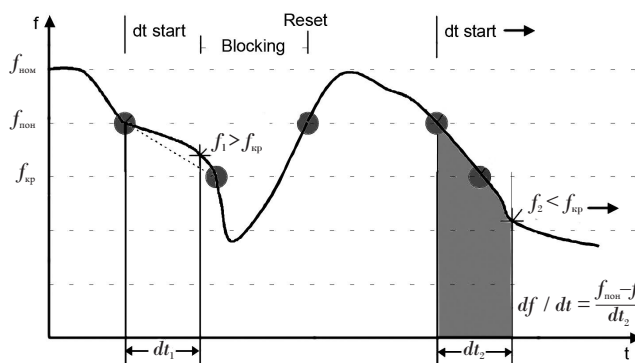


Рис. 2. Принцип работы ROCOF реле для частотной разгрузки энергосистемы:

$f_{ном}$ — номинальная частота сети; $f_{пон}$ — пониженная частота; $f_{кр}$ — критическая частота, при которой запускается функция ROCOF; dt_{start} — интервал времени, в течение которого реле остается активным после выявления $f_{пон}$; Blocking — режим деактивации реле по истечении заданного интервала времени dt_1 , даже если частота остается пониженной; Reset — возврат реле в исходное состояние при увеличении частоты выше значения $f_{пон}$; f_2 — нижнее значение критической частоты в интервале времени dt_2 , с учетом которого рассчитывается dF/dt

При проверке высокоточного реле типа FCN950 в режиме ROCOF был обнаружен интересный факт: оказалось, что реле ведет себя по-разному, в зависимости от того, какой тип симулятора использовался, при этом погрешность порога срабатывания реле превышала 10%. Факт, по нашему мнению, совер-

Таблица 1. Параметры некоторых распространенных реле частоты

Тип реле	Изготовитель	Погрешность срабатывания	
		по частоте, Гц	ROCOF (df/dt), Гц/с
Блок SPCF 1D15 к реле SPAF 340C	ABB	0,01	0,15
FCN 950	ABB	0,005	0,05
MRF2	Woodward SEG	0,03	0,1

Таблица 2. Результаты калибровки симуляторов в функции ROCOF по предложенной методике

ROCOF, Гц/с				
Уставка симулятора	Значение измеренное и рассчитанное по предло- женной методике	Ошибка симулятора	Гц/с	%
F-2253				
0,4	0,395	0,005	− 1,37	
T-1000				
0,4	0,449	0,049	+ 12,15	

шенно недопустимый. Анализ технической документации на симуляторы различных типов, выпускаемых ведущими компаниями мира: EPOCH-III (Multi-Amp), ORTS (Relay Engineering Service), F-2250 и F-6150 (DOBLE), PTE-300-V (EuroSMC), DVS3 mk2 (T&R Test Equipment), CMC256 (Omron), T-1000 и DRST-6 (ISA), PTR233/133 (Francelog Electronique), FREJA 300 (Programma), MPRT (Megger) и др., показал, что в технической документации ни на одно из этих устройств нет упоминания о точности работы в режиме генерации ROCOF. Все производители ограничиваются указанием погрешности лишь в режиме непрерывной генерации частоты. Но, как мы видели в примере с реле защиты, погрешность в режиме ROCOF примерно на порядок ниже, чем в режиме работы с абсолютным значением частоты. Очевидно, что того же следует ожидать и от симуляторов, реализующих функцию ROCOF. Таким образом, заявленная производителями точность воспроизведения абсолютного значения частоты вовсе не означает такую же точность при воспроизведении ROCOF. Какова же эта точность? И как откалибровать сам симулятор, использующийся для проверки таких ответственных устройств как реле защиты?

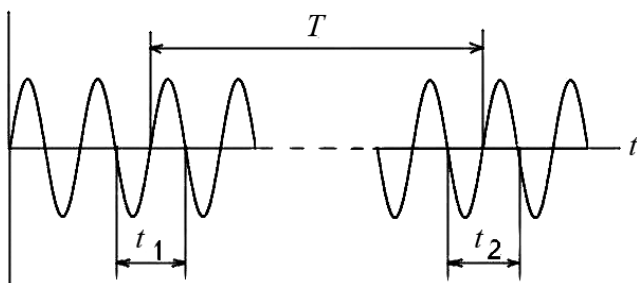


Рис. 3. Предлагаемый метод точного измерения ROCOF

Для решения этой проблемы нами была реализована следующая простая методика. Выходной сигнал симулятора в режиме ROCOF с пределом, близким к уставке реле защиты, записывался с высоким раз-

решением на цифровой самописец (использовался многоканальный цифровой самописец Hioki-8842). Далее, на оси времени записанного сигнала выделялся фиксированный интервал времени T (около 0,5 с) и с помощью курсоров измерялся период сигнала в начале (t_1) и конце (t_2) этого фиксированного интервала (рис. 3). Рассчитывалась частота первой ($f_1 = 1/t_1$) и последней ($f_2 = 1/t_2$) синусоиды в этом фиксированном интервале времени. После этого можно рассчитать $ROCOF = (f_1 - f_2)/T$. Цифровые самописцы в режиме записи с высокой разрешающей способностью позволяют определять временные интервалы записанного сигнала низкочастотного (45–60 Гц) сигнала с точностью до долей миллисекунды.

Описанная методика использовалась для калибровки симуляторов функции ROCOF типа F-2253 компании Doble и симулятора типа T-1000 компании ISA. Результаты калибровки представлены в табл. 2.

Используя предложенную методику можно не только производить периодические калибровки симуляторов любых типов в режиме генерации ROCOF, но и оценивать применимость конкретных симуляторов для тестирования конкретных типов реле. Например, из представленных выше результатов можно сделать вывод, что симулятор T-1000 не пригоден для тестирования реле типа FCN950, но вполне применим для проверки реле типа SPAF 340C.

Автор благодарит инженеров Д. Шевченко и К. Эзра за помощь в проведении измерений.

Литература

1. Vieira J. C., Freitas W., Huang Z., Xu W., Morelato A. Formulas for Predicting the Dynamic Performance of ROCOF Relays for Embedded Generation Applications // IEE Proceeding. Generation. Transmission and Distribution. 2006. Vol. 153. № 4. PP. 399–406.
2. Ding X., Crossley P. A. Islanding Detection for Distributed Generation // International Conference «Powertech'2005» (IEEE). 17–30 June. 2005. St. Petersburg. Russia.

Комбинированные блоки питания. Характеристики выходных цепей

О.Г. Захаров (г. Санкт-Петербург)

В электроустановках на переменном оперативном токе энергию для питания схем и цифровых устройств релейной защиты получают от блоков питания, подключаемых к трансформаторам:

- напряжения (измерительным или собственным нужд);
- тока (измерительным или релейным);
- тока и напряжения.

Блоки, получающие энергию от трансформаторов тока и напряжения, принято называть **комбинированными блоками питания** [1].

В соответствии с требованиями РД [2] все современные цифровые блоки релейной защиты должны «...сохранять заданные функции без изменения параметров и характеристик срабатывания:

- при перерывах питания длительностью до 0,5 с;
- при значении пульсации напряжения питания 12%.

Поэтому комбинированный блок необходим на подстанциях с переменным оперативным током

для обеспечения бесперебойного питания прежде всего входных цепей цифрового устройства релейной защиты при близких КЗ с большими провалами напряжения.

Для примера на рис. 1 показан фрагмент схемы цепей оперативного питания с блоком «Орион-БПМ-2» производства ЗАО «Радиус-Автоматика». Выходы блока «Орион-БПМ-2» ХК12/9 и ХК2/10 соединены с полюсами «+» (провод 101) и «—» (провод 102) цепей оперативного питания, к которым в свою очередь подключены вход питания и дискретные входы цифровых блоков релейной защиты.

Вторичные обмотки трансформаторов тока, от которых блок питания «Орион-БПМ-2» получает энергию при провалах или снижениях напряжения, присоединяют к зажимам ХК1/1 — ХК1/4 соединителя ХК1 (см. на рис. 1 стрелки «к токовым цепям»). Выбор источника напряжения производится с помощью ключа SAC3.

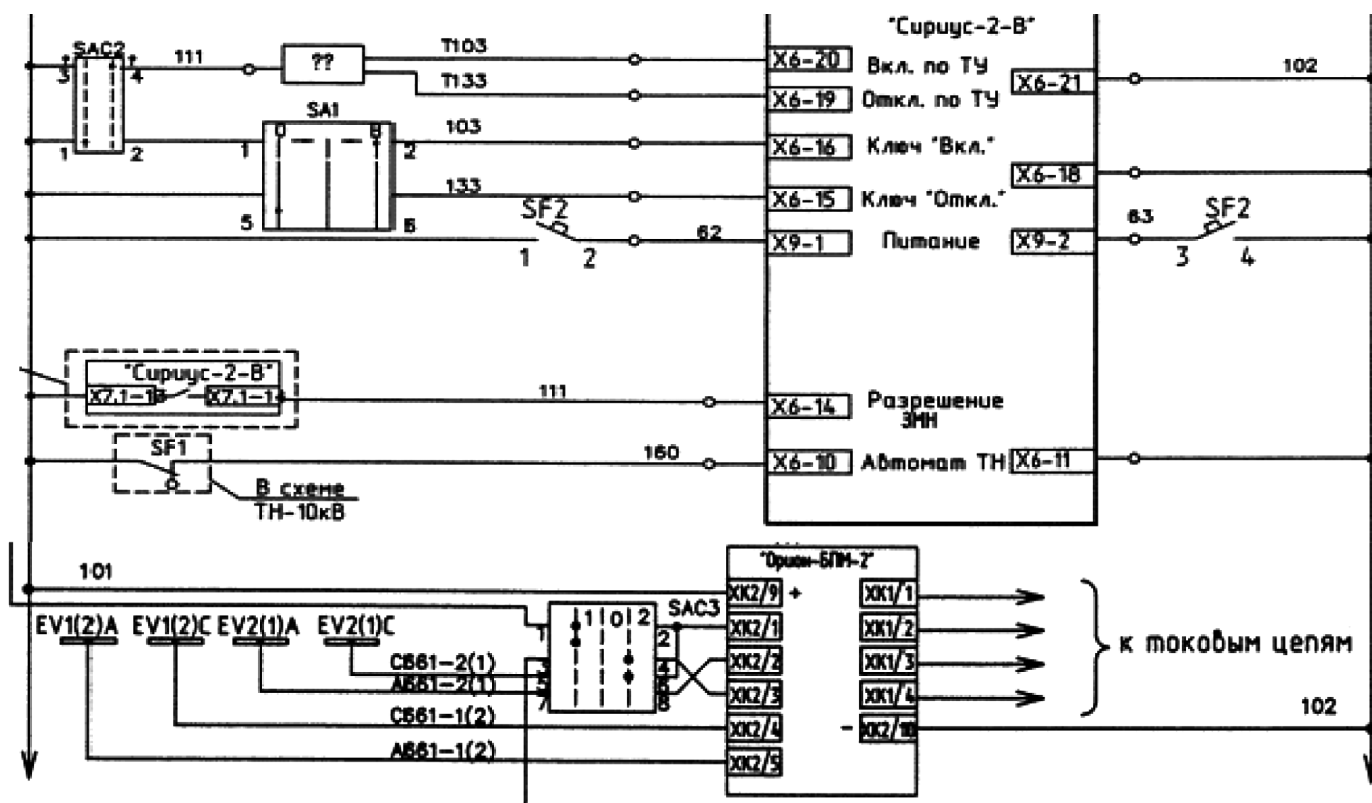


Рис. 1. Фрагмент схемы с комбинированным блоком питания «Орион-БПМ-2»

Схема подключения этого блока показан на рис. 2. Заметим, что блок питания «Орион-БПМ-2» устанавливается на каждое защищаемое присоединение и к нему можно подключать цепи питания одного блока релейной защиты (потребляемая мощность 1–15 Вт), одного блока дуговой защиты «Орион-ДЗ» (потребляемая мощность 3–5 Вт) и оптронные входы блоков (потребляемая мощность 1–3 Вт).

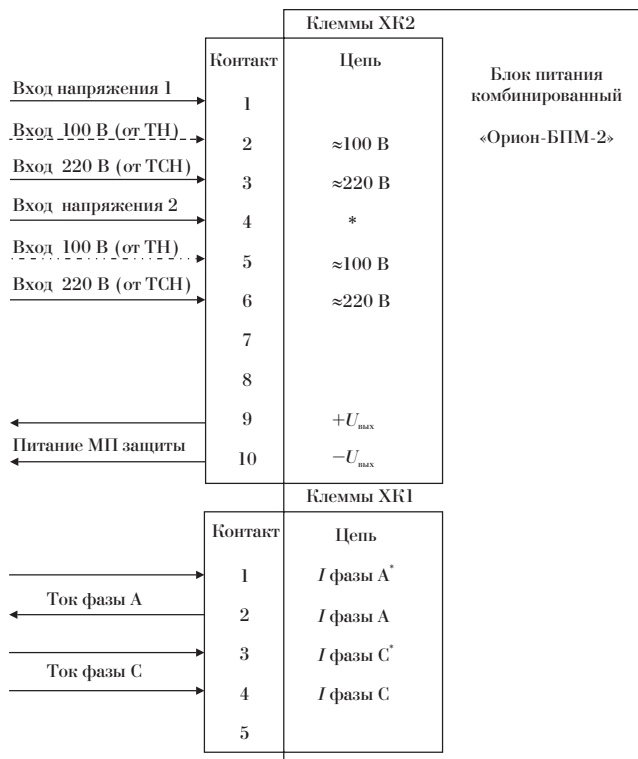


Рис. 2. Схема внешних подключений блока «Орион-БПМ-2»

Заряд внешней накопительной емкости для питания электромагнита выключателя в блоке «Орион-БПМ-2» не предусмотрен. Устройством для заряда внешнего накопительного конденсатора оснащен другой блок этого производителя — «Орион-БПК-2». Внешний вид этого блока аналогичен виду блока «Орион-БПМ-2», а конденсатор блока управления выключателем подключается к зажимам 7, 8 соединителя ХК2 (см. рис. 2).

Для обеспечения надёжного электропитания микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики серии БЭМП ЧЭАЗ рекомендует применять комбинированные блоки питания серии БПНТ [3, 4]. Блок (рис. 3) обеспечивает питание аппаратуры релейной защиты и автоматики выпрямленным оперативным током на подстанциях без аккумуляторных батарей, а также заряд внешней накопительной емкости и подключается к трансформаторам соб-

ственных нужд (ТСН) подстанции или трансформаторам напряжения (ТН) и к трансформаторам тока (ТТ) защищаемого присоединения.

НТЦ «Механотроника» выпускает комбинированные блоки питания двух типов — БПК [5] и КБП-301 [6]. Блок БПК имеет два исполнения, одно из которых (БПК 4) содержит дополнительный источник для заряда внешнего конденсатора, используемого для управления выключателем.

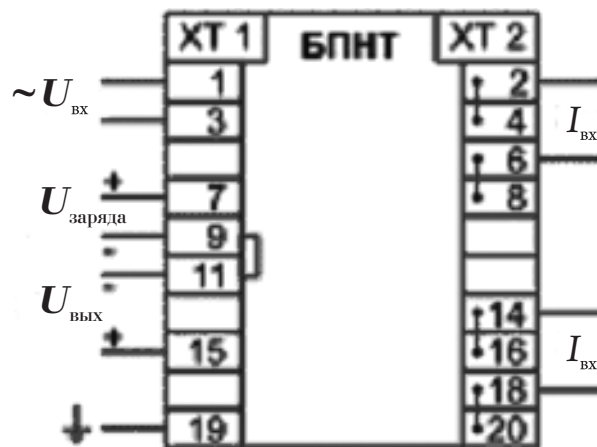


Рис. 3. Схема внешних подключений блока БПНТ

Блоки типа БПК допускают подключение к двум источникам напряжения как с одинаковым, так и с разным номинальным напряжением. В схему управления подстанции блок формирует сигнал «Контроль заряда» о состоянии внешнего накопительного конденсатора при снижении напряжения на конденсаторной батарее до $0,75 U_{\text{заряда уст}}$ (рис. 4).

Блок питания КБП-301 имеет два гальванически развязанных токовых входа, которые подключаются к трансформаторам тока ячейки КРУ. В отличие от блоков других типов вход по напряжению можно подключать к источнику любого напряжения — переменного, выпрямленного или постоянного с действующим значением до 264 В (рис. 5).

Характеристики выходных цепей блоков указанных выше типов сведены в табл. 1.

Как видно из информации, приведенной в табл. 1, практически все блоки обеспечивают выходную мощность около 20 Вт при значении входного тока, близком к номинальному значению вторичного тока трансформатора тока. Исключение составляют блоки серии БПК (мощность 16 Вт при токе 5А) и КБП-301 (мощность 10 Вт при токе 5 А).

Блок КБП-301 обеспечивает выходную мощность 20 Вт при входном токе превышающем 10 А (рис. 6), а блоки серии БПК при входном токе 15 А позволяют получить на выходе мощность около 55 Вт.

Таблица 1. Характеристики выходных цепей

Характеристика	БПНТ	БПНТ-1	Орион-БПМ-2	БПКЗ (4)	Орион-БПК-2	КБП-301
Выходная мощность, Вт:						
при $I_{\text{вх}}'$, А	20/4	20/4	20/—	16/5	20 Вт	10/5
при $I_{\text{вх}}'$, А	32/7	32/8	20/—	55/15	20 Вт	См. рис. 6
при $U_{\text{вх}}'$, В	32/200	32/0,8 $U_{\text{вх.ном}}$	20/—	—	20 Вт	20/(150 – 264)
Диапазон $U_{\text{вых}}'$, В/ $U_{\text{вых.ном}}'$, В						
при питании от токовых каналов	176 – 250	176 – 250	(180 – 260)/240	100 – 242	(180 – 260)/240	88 ± 4,4
при питании от канала напряжения	176 – 250	176 – 250	(180 – 260)/240	100 – 242	(180 – 260)/240	($U_{\text{вх}} - 4$)
Уровень пульсаций $U_{\text{вых}}'$, %	12	12	<12	10	<12	Не нормируется
Время нарастания $U_{\text{вых}}'$, мс	—	—	—	—	—	—
с момента подачи $U_{\text{вх.ном}}$	—	100 ¹	Не нормируется	Не нормируется	—	Без задержки
с момента подачи $I_{\text{вх.ном}}$	—	150 ¹	Не нормируется	Не нормируется	—	См. рис. 7
Время снижения $U_{\text{вых}}'$, с	—	—	0,5 ²	Не нормируется	0,5 ²	Не нормируется
Защита от КЗ в выходных цепях	—	—	Есть ³	Есть ⁴	Есть ³	Есть ¹
$U_{\text{заряда уст.}}$, В, при $U_{\text{вх}} = U_{\text{ном}}$	—	—	—	400 ± 40	См. сноску ⁶	—
$t_{\text{заряда'}}$, с, не более	—	—	—	10 ⁵	—	—
Масса блока, кг	<8,5	<7,0	<6,0	7,5 (7,8)	<6	<2,0
Удельная мощность, Вт/кг	3,8	4,6	3,4	7,3 (7,1)	3,4	10

¹ Время нарастания напряжения на выходе для заряда внешних конденсаторов может превышать указанные значения.

² До уровня 180 В при пропадании входного напряжения 220 В (без подпитки со стороны токовых входов).

³ Предохранитель.

⁴ Электронная схема с восстановлением напряжения после устранения КЗ.

⁵ Для конденсатора ёмкостью 1000 мкФ до напряжения 0,75 $U_{\text{заряда уст.}}$

⁶ Напряжение на накопительном конденсаторе 240 – 320 В.

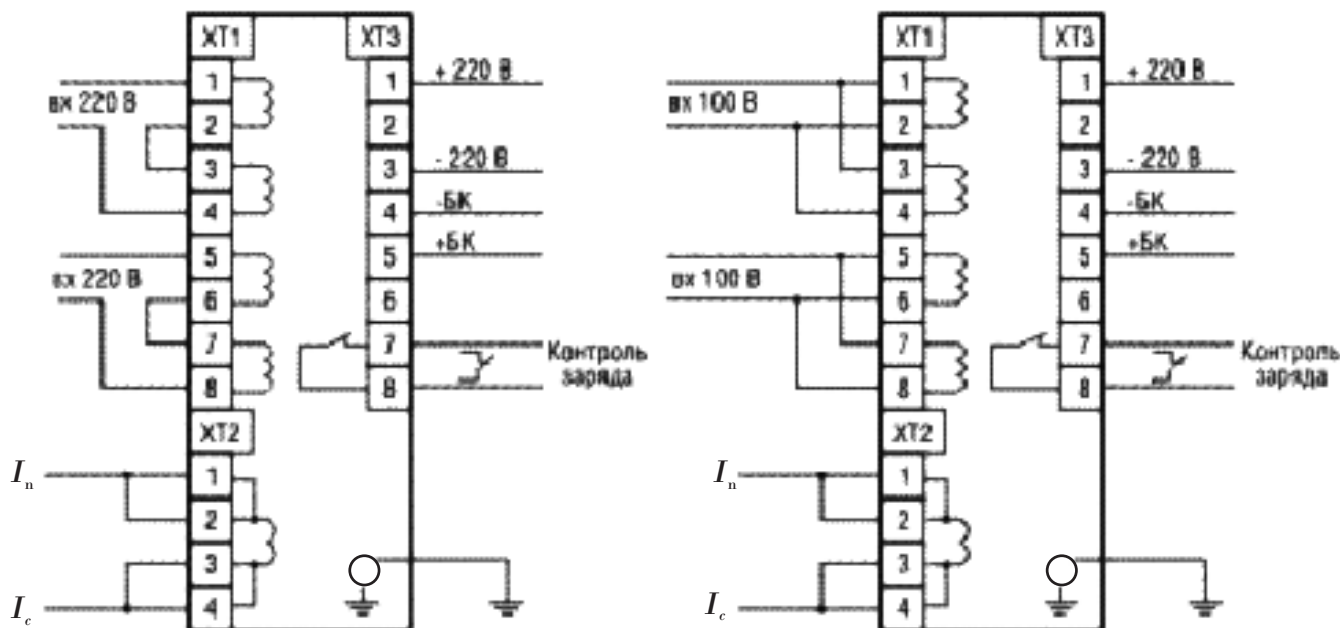


Рис. 4. Схемы внешних подключений блоков серии БПК

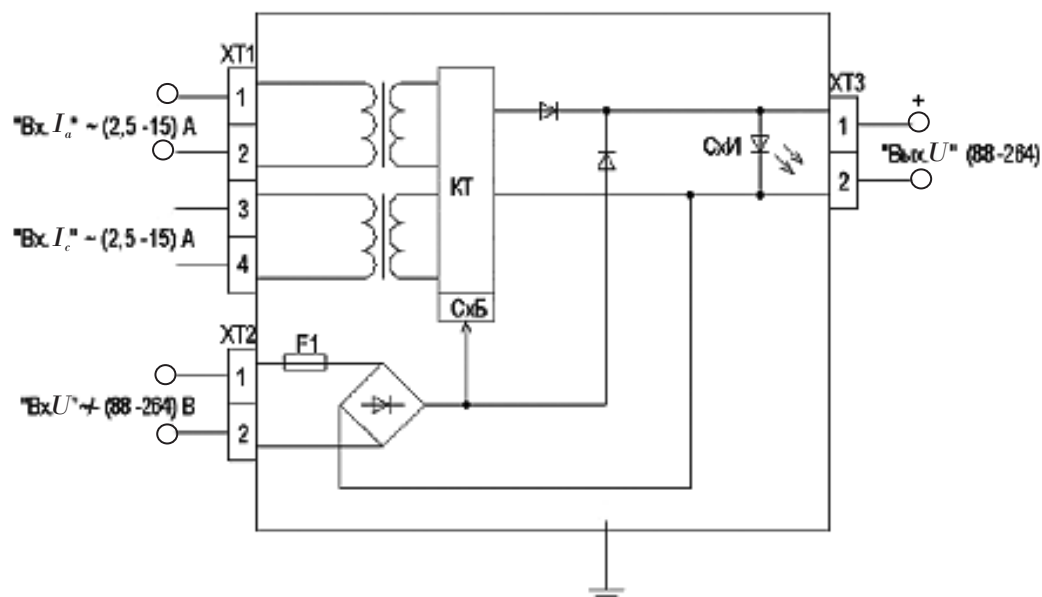


Рис. 5. Схема блока КБП-301:

КТ — канал тока; СБ — схема блокирования, СхИ — схема индикации

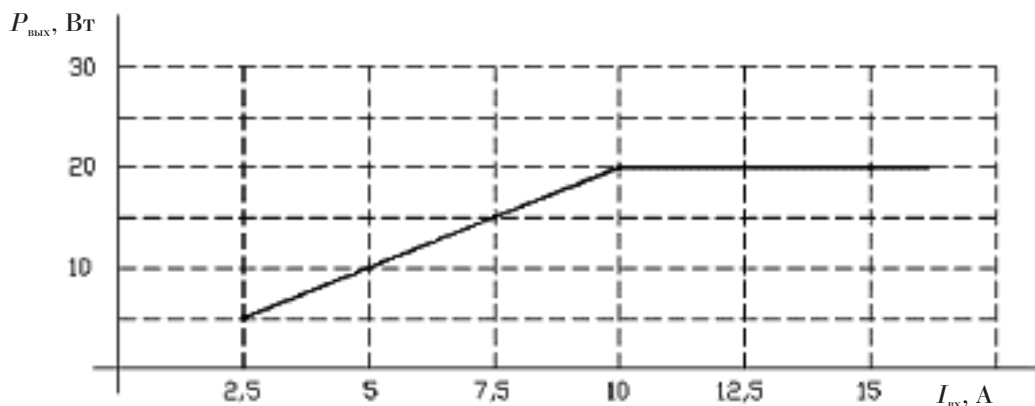


Рис. 6. Зависимость выходной мощности от тока на входе

При выборе комбинированного блока питания следует учитывать, что блок КБП-301 предназначен для питания микропроцессорных устройств новой серии БМРЗ-100, у которых потребляемая мощность не превышает 4 Вт.

Хотя мощность выходная блоков серии БПК позволяет питать два блока серии БМРЗ, в документации на этот блок указание на возможность включения в качестве нагрузки двух цифровых устройств отсутствует.

Обратим внимание на такую характеристику комбинированных блоков питания, как *время нарастания выходного напряжения* $U_{вых}$, которую, как видно из данных, приведенных в табл. 1, большинство производителей этих блоков либо не нормируют, либо не указывают в технической

документации. Однако потребителю необходимо знать эту характеристику для того, чтобы оценить возможность применения блока питания в тех случаях, когда необходимо обеспечить работу схемы защиты при отсутствии одного из источников энергии.

В некоторых блоках выходное напряжения появляется через 100 мс (блоки серии БПНТ) или без задержки (блок КБП-301) после подачи входного напряжения (при отсутствии сигналов на токовых входах).

Время появления выходного напряжения после подачи сигнала на токовые входы (при отсутствии входных напряжений) для блоков серии БПНТ составляет 150 мс, а для блоков КБП-301 зависит от значения входного тока (рис. 7).

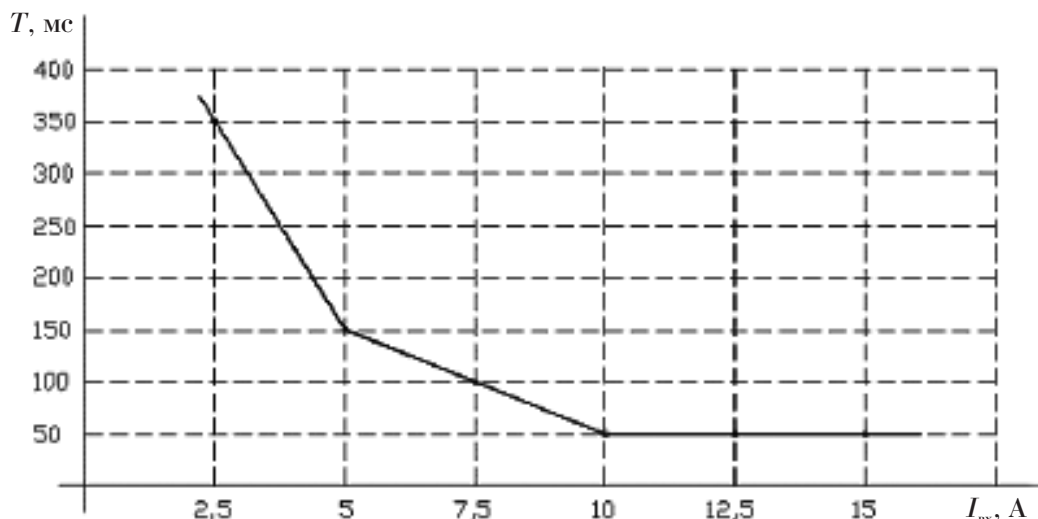


Рис. 7. Время установления выходного напряжения в зависимости от суммарного тока на входе блока КБП-301

В любом случае это время не должно превышать 0,5 с, в течение которых цифровой блок релейной защиты обеспечивает выполнение требований, установленных в [2].

При питании только от канала напряжения рассмотренные здесь комбинированные блоки питания обеспечивают выходное напряжение достаточное для работы цифровых устройств релейной защиты различных производителей.

В аварийном режиме, когда блоки получают энергию только от трансформаторов тока, мощность на выходе некоторых из них может оказаться недостаточной для питания всех потребителей.

Для всех рассмотренных блоков немаловажное значение имеет такая характеристика, как удельная мощность — отношение номинальной выходной мощности блока к его массе. В связи с наличием в блоке не менее двух входных трансформаторов, включаемых в цепи трансформаторов тока, удельная мощность этих изделий невелика — от 3,4 до 4,6 Вт/кг. Исключение составляют блоки серии БПК

с удельной мощностью более 7 Вт/кг и КБП-301, у которых этот показатель достигает значения 10 Вт/кг при потреблении от трансформаторов тока более 10 А (см. рис. 6).

Рассмотрение других характеристик комбинированных блоков питания будет продолжено в других статьях этой серии.

Литература

1. Реле защиты. М.: Энергия, 1976.
2. РД 34.35.310–97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. М.: ОРГРЭС, 1997 (с изменением № 1).
3. Микропроцессорные блоки релейной защиты и автоматики серии БЭМП. // <http://www.cheaz.ru>
4. Блоки питания типов БПНТ, БПНТ-1. Руководство по эксплуатации. БКЖИ.656121.203 РЭ.
5. Блок питания комбинированный БПК 3(4). // http://www.mtrele.ru/production/power_unit/bpk34/
6. Комбинированный блок питания КБП-301 // http://www.mtrele.ru/production/power_unit/kbp_301/

Выработка электроэнергии электростанциями ОАО «ОГК-5» превысила уровень 2007 г. на 12,1%

Выработка электроэнергии электростанциями ОАО «ОГК-5» достигла 43 005 ГВт·ч и превысила уровень 2007 г. на 12,%. Рост выработки электроэнергии связан с повышением коэффициента готовности оборудования до 77,8% (69,6% в 2007 г.) и спросом на электрическую энергию в уральском регионе. Коэффициент использования установленной мощности электростанций ОАО «ОГК-5» составил 56,8% (51,0% в 2007 г.).

Основной вклад в увеличение производства электроэнергии ОАО «ОГК-5» внесла Рефтинская ГРЭС, работающая на твердом топливе. В 2008 г. Рефтинская ГРЭС выработала 49% общей выработки ОАО «ОГК-5».

Отпуск тепла в 2008 г. составил 6819 тыс. Гкал, что на 0,7% выше уровня 2007 г.

Поверка водосчетчиков — за и против

В.П. Каргапольцев, заместитель директора ООО «ОКБ «Гидродинамика»»

В последнее время, особенно после принятия «Жилищного Кодекса РФ», очень активно стали обсуждаться вопросы поквартирного учета. Не касаясь общих вопросов водоучета, хотелось бы затронуть проблему поверки квартирных водосчетчиков.

Серьезные дискуссии, которые сейчас развернулись и на семинарах и на конференциях, и в журнальных и газетных публикациях, и в Интернете, касаются необходимости поверки этих приборов. Здесь преобладают две диаметрально противоположные точки зрения:

- 1) квартирные водосчетчики нужно обязательно поверять;
- 2) квартирные водосчетчики поверять не нужно вообще.

Иных вариантов сторонники спора не признают.

И та, и другая точка зрения на необходимость поверки водосчетчиков так или иначе связана с финансовым интересом сторон. Для владельца водосчетчика поверка — это дополнительные затраты на процедуру, которая для него (или для абсолютного большинства владельцев) непонятна и затратна. Поэтому большинство жильцов выступали и будут выступать против поверки. Массовому потребителю, купившему изделие с паспортным сроком службы 8–10 лет, едва ли кто-то сможет объяснить, почему он должен раз в 4 года демонтировать это изделие, относить его в некую непонятную ему организацию для проведения неких непонятных ему процедур, при этом платить сумму, соизмеримую со стоимостью этого изделия.

Техническая (метрологическая) квалификация массового потребителя существенно отличается от квалификации сотрудника поверочной лаборатории, и пытаться объяснить потребителю необходимость проведения поверки квартирного водосчетчика — бессмысленная задача. Кроме того, поверка подразумевает только лишь определение соответствия или несоответствия водосчетчика приписанным ему характеристикам. При существующем сегодня качестве водосчетчиков значительное их количество при поверке признается непригодными. По информации из разных источников поверку не проходят большинство таких приборов. Так, по данным источников [1, 2, 3] 60–80% сданных в поверку квартирных водосчетчиков признаны непригодными для дальнейшей эксплуатации. Поэтому попытки организации поверки квартирных

водосчетчиков всегда (или, по крайней мере в обозримом будущем) будет встречать сопротивление их владельцев.

Тот факт, что поверку не проходит значительная доля из общего объема водосчетчиков, породил и другую точку зрения — водосчетчики поверять вообще не нужно, процедура поверки — перекачивание денег от потребителя воды производителю работ по поверке водосчетчиков; приборы после окончания межповерочного интервала нужно заменять на новые. Такой вариант для потребителя наиболее выгоден.

А предприятия, проводящие поверку, заинтересованы в максимальном объеме поверочных работ. Поэтому их позиция — поверка обязательна, и никакие иные аргументы просто не рассматриваются.

Таким образом, в настоящее время сложились две крайние позиции: или «за поверку», или «против поверки».

В чем причина сложившейся ситуации? Почему водосчетчики в основной массе не проходят поверку? Водоснабжающие организации в конфликтных ситуациях жалуются на низкое качество приборов, изготовители приборов — на низкое качество водопроводной воды. И те, и другие оказываются правы. Но, кроме вышеуказанных, существует еще целый ряд причин, из-за которых возникают проблемы. В целом по месту происхождения их можно разделить на следующие группы.

1. Производство приборов. При подготовке производства изготовитель разрабатывает прибор, выпускает опытную партию, проводит испытания в целях утверждения типа, получает сертификат на прибор, лицензию на право производства. Изделия опытной партии хорошо подготовлены к испытаниям, и весь процесс заканчивается успешным получением лицензии. При организации серийного производства для снижения отпускных цен изготовители в ряде случаев начинают использовать более дешевое сырье и комплектующие изделия без входного контроля их качества, в результате качество приборов серийного производства в худшую сторону отличается от качества приборов опытной партии.

В некоторых случаях производители переходят на «отверточную» сборку из комплектующих с неизвестными характеристиками.

Кроме того, в свободной продаже можно встретить контрафактные водосчетчики с маркировкой известных мировых производителей, со стоимостью

на десятки процентов меньшей стоимости легальной продукции. В последнее время в Интернет-рассылках появились предложения о возможности организации за рубежом производства приборов «под заказ» с логотипом заказчика или логотипами третьих фирм.

2. Транспортировка, хранение и сбыт. Транспортировка автотранспортом, хранение в неотапливаемых складах, продажа на открытых рынках в зимнее время при температуре — 20 — 30 °С приводит к растрескиванию пластмассовых элементов приборов и искажению их показаний (отрицательное воздействие температурных перепадов на показания приборов действительно существует и используется отдельными квартирными владельцами, которые перед монтажом прибора поочередно несколько раз помещают его на несколько часов в морозильную камеру холодильника и на горячую батарею отопления).

3. Эксплуатация приборов. Вода в системах водоснабжения далеко не всегда соответствует утвержденным нормативам на водопроводную воду [4]. Несоответствие рабочей жидкости нормам стандарта приводит к ускоренному износу приборов. Получается, что водосчетчики, предназначенные в соответствии с требованиями своей нормативной документации для измерения объема питьевой воды по ГОСТ Р 51232 — 98, используются для измерения некой субстанции, которая питьевой водой в большинстве случаев не является.

В системах домового водоснабжения, как правило, отсутствуют устройства регулирования давления. В ночное время при отсутствии водоразбора водосчетчик подвергается воздействию повышенного давления, в утренние и вечерние часы давление резко падает из-за роста потребления воды. Это циклическое воздействие перепадов давления также ведет к ускоренному износу (существование таких перепадов подтверждается тем простым фактом, что течи во внутридомовых сантехнических соединениях возникают, как правило, в ночное время).

Изменить процентное соотношение приборов, признаваемых при поверке годными и негодными можно только в том случае, когда будут приняты меры по устранению вышеуказанных причин на всех этапах — от производства до эксплуатации, как в техническом, так и в организационном плане. Только применение комплексных мер может привести к коренному изменению сложившейся ситуации.

Что касается использования результатов поверки применительно к сложившейся ситуации, то в соответствии с [5] «органы государственной метрологической службы и юридические лица обязаны вести учет результатов периодических поверок и разрабатывать рекомендации по корректировке межповерочных интервалов с учетом специфики их применения».

В соответствии с этим органы Ростехрегулирования РФ обязаны корректировать межповерочные интервалы приборов. В случае с водосчетчиками — корректировать межповерочный интервал в сторону уменьшения для тех типов приборов, которые имеют худшие результаты при поверке. И, таким образом, постепенно снижать на них спрос, удалять их с рынка, освобождая место для более качественной продукции.

При этом массовый охват поверкой всех 100% существующего парка приборов необязателен. Документ Ростехрегулирования [6] позволяет по разработанной методике проводить выборочную поверку однотипных приборов, на основании результатов которой делать выводы о необходимости корректировки межповерочных интервалов всего парка приборов указанного типа.

Таким образом, в сложившейся ситуации замена водосчетчиков на новые после завершения межповерочного интервала для населения выгоднее, чем поверка; обязательные поверки для корректировки межповерочного интервала приборов достаточно проводить в ограниченном объеме территориальными органами Ростехрегулирования РФ (Центрами стандартизации и метрологии).

Литература

1. Юрчук Л. Обожглись на счетчике // Российская газета — Неделя — Приморский край, № 4714 от 24.07.08.
2. Бражина Н. Экономия воды требует жертв — новых расходов // «Владивосток», № 2292 от 19.02.08.
3. Олейников П. Кому выгодна поверка квартирных водосчетчиков // «Промышленные ведомости», № 5 — 6, 2008
4. ГОСТ Р 51232—98. Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества.
5. ПР 50.2.006. Порядок проведения поверки средств измерений.
6. МИ 2293—94. Методика выборочного контроля метрологических характеристик при эксплуатации счетчиков холодной и горячей воды.

Небалансы при учете воды: причины возникновения и способы снижения

В.П. Каргапольцев, заместитель директора ООО «ОКБ «Гидродинамика»»

О.А. Мицкевич, инженер ООО «ОКБ «Гидродинамика»»

Массовое внедрение водосчетчиков, применяемых для учета водопроводной воды, потребляемой в жилом секторе, привело к появлению проблем с ведением расчетов по показаниям этих приборов. В соответствии с постановлением правительства «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам» [1] расчет квартировладельцев с водоснабжающей организацией за потребленные ресурсы проводится на основании показаний квартирных водосчетчиков (если они установлены) или нормативов водопотребления (если счетчики не установлены). В результате применения этой методики расчетов выяснилось, что месячное потребление воды по общедомовому водосчетчику в большинстве случаев превышает сумму показаний квартирных водосчетчиков и объемов по нормативам потребления. Расхождение в ряде случаев достигает десятков процентов [2] даже при установке водосчетчиков во всех квартирах. Такая ситуация приводит к появлению в расчетах между поставщиком и потребителем воды «тринадцатой квитанции», которая выставляется квартировладельцам 1 раз в год и компенсирует водоснабжающей организации затраты по поставке в дом неоплаченных в течение года объемов воды.

К причинам возникновения небаланса в большинстве публикаций относят следующие:

- утечки и несанкционированный слив во внутридомовой сети за пределами квартир;
- сверхнормативное потребление воды квартировладельцами, не установившими водосчетчики. Как аксиома воспринимается абсолютная достоверность показаний квартирных водосчетчиков.

Между тем водосчетчик как прибор предназначен для решения конкретной задачи — измерений объема воды, потребленной за отчетный период (месяц) при ее расходе в паспортном диапазоне расходов. Этот диапазон установлен паспортом на прибор и соответствующим ГОСТ [3]. На основании требований стандарта предприятия-производители выпускают квартирные водосчетчики классов А, В и С (более точные счетчики класса С достаточно дороги и практически не пользуются спросом). Наибольшее распространение получили приборы диаметром условного прохода 15 мм. Минимальный паспортный расход для класса А и В — 60 и 30 л/ч, для класса С — 15 л/ч. При расходах меньших мини-

мального водосчетчики работают неустойчиво. При расходах меньше порога чувствительности (который на основании стандарта [4] должен составлять не более половины минимального расхода) счетчики вообще не фиксируют расход. Водосчетчики диаметром 15 мм, предлагаемые на отечественном рынке, в зависимости от производителя имеют в качестве порога чувствительности расход 6, 10, 12, 15, 30 л/ч. Таким образом, при водоразборе с расходом меньше порога чувствительности водосчетчика жилец получает «законное» право не платить за потребленную воду, что становится одной из причин появления небаланса показаний общедомового и суммы показаний квартирных водосчетчиков.

Снижение порога чувствительности невыгодно заводам-изготовителям, так как увеличивает затраты на производство, повышает отпускную цену, уменьшает объемы сбыта и прибыль. Потребитель заинтересован в приобретении более дешевого счетчика с более высоким порогом чувствительности. Такой счетчик не фиксирует малые расходы — он более «экономичен»; после завершения межповерочного интервала он с большей вероятностью пройдет поверку. Однако применение такого прибора неизбежно отразится в увеличении небаланса.

Насколько велик вклад недоучтенной приборам составляющей водопотребления в общий небаланс? В ходе эксперимента, проведенного в Москве в типовом 84-квартирном доме [2] по установке водосчетчиков во все квартиры жилого дома, установке общедомового водосчетчика и организации автоматизированного сбора данных месячный небаланс по холодной воде составил 20%, по горячей воде — 30%. Бытовые водосчетчики недосчитали за месяц 92 м³ холодной и 154 м³ горячей воды. Возможно ли такие объемы отнести к внутридомовым утечкам за пределами квартир? Утечка 246 м³ воды за месяц (средний расход 340 л/ч) в одноподъездном доме вряд ли осталась бы незамеченной жильцами.

Водосчетчики в разное время суток работают как в паспортном диапазоне расходов, так и при расходах ниже минимального. Исследования, проведенные специалистами Московского государственного строительного университета [5] показали следующее:

- расход воды в течение суток в усредненной квартире имеет дискретный характер:

технологический расход — при открытых кранах;

расход утечек — при закрытых кранах;

- длительность технологического расхода составляет всего 1–2% всего времени суток (24 ч); в течение оставшихся 98–99% суточного времени поступающая в квартиру вода расходуется на утечки.

Даже при небольшом расходе утечек из-за его большой длительности суммарный объем за эти 98–99% времени (при неотрегулированной арматуре сливных бачков унитазов, протечках в кранах, использовании бытовых фильтров и пр.) может быть сопоставим с общим объемом потребления. Один счетчик с порогом чувствительности 30 л/ч в таком случае в пределе может допустить недоучет воды $(30 \text{ л} \times 24 \text{ ч} \times 0,98) = 705 \text{ л}$ в сутки. Указанная величина утечки в 705 л отнюдь не является математической абстракцией. Например, общедомовой прибор в 108-квартирном доме в Липецке [6] показывал, что средний расход холодной воды на одного человека здесь превышает 800 л в сутки. После того как были отремонтированы неисправные смесители и бачки унитазов, средний расход снизился в 3,5 раза.

Такая ситуация (высокий уровень утечек воды из-за низкого качества сетей и водоразборной арматуры) в целом характерна для отечественных систем водоснабжения и на разных зданиях отличается лишь количественно. При этом конечный потребитель воды (жилец) слабо, только косвенно — через «тринадцатую квитанцию» — заинтересован в устранении утечек. Сегодня за протекающий унитаз в квартире жильца Иванова платят сам Иванов, его соседи Петров, Сидоров, а также все остальные жильцы дома, установившие водосчетчики. Экономия воды жильцом, в которой он заинтересован прямо, — это снижение ее потребления только во время технологического расхода, при котором счетчики фиксируют потребление. При неизменном водоразборе во время расхода утечек уменьшение полезного разбора воды жильцом (водосбережение) приводит к относительному росту небаланса [5], распределяемому между всеми жильцами, установившими водосчетчики, пропорционально площадям занимаемых ими квартир.

Низкое качество водопроводной воды или самих счетчиков ведет к ускоренному износу внутренних элементов водосчетчиков, смещению порога чувствительности в сторону больших расходов, часто до уровня минимального расхода, что ведет к дальнейшему росту величины небаланса. Значительное количество приборов (до 70%) после завершения межповерочного интервала (4–5 лет) не проходят периодическую поверку и признаются непри-

годными [7]. Причем основная часть счетчиков при поверке бракуется именно из-за неработоспособности или сверхнормативной погрешности на минимальном расходе. Достаточно длительный межповерочный интервал не дает возможности оперативно в процессе эксплуатации выявить приборы, ведущие недостоверный учет и снизить небаланс.

Порог чувствительности приборов устанавливается изготовителями и указывается в паспортах на счетчики. Анализ методик поверки, выложенных на Интернет-сайтах производителей приборов показывает, что далеко не на всех заводах этот параметр контролируется при выпуске из производства. В этих методиках, в соответствии с которыми после завершения межповерочного интервала проводится поверка, в большинстве своем контроль работоспособности на пороге чувствительности вообще не предусмотрен. Этот параметр становится чисто формальным и никем не контролируется.

При проведении поверок после завершения очередного межповерочного интервала пригодность водосчетчика к дальнейшей эксплуатации определяется в большинстве случаев по среднеинтегральной погрешности [8], где всем поверочным расходам приписаны определенные весовые коэффициенты, номинальному расходу соответствует коэффициент 0,65, а минимальному — 0,02. При такой методике определения суммарной погрешности достаточно большие погрешности прибора на малых расходах «маскируются» их малой долей исходя из предположения, что основной разбор воды происходит на больших расходах. В результате свидетельство о поверке на прибор формально подтверждает соответствие прибора его документации, но не гарантирует достоверность учета потребления воды на длительных малых расходах.

Исходя из этого резонно предположить, что указанный выше расход утечек не регистрируется водосчетчиками не в узком диапазоне «от нуля до порога чувствительности», а в 2 раза более широком диапазоне «от нуля до минимального расхода». При этом регистрируемые приборами объемы суточного потребления воды жильцами и нерегистрируемые приборами объемы суточных утечек становятся сопоставимыми. Это наиболее вероятная причина появления описанных в разных источниках информации ситуаций, когда при 100%-ном оснащении квартир приборами учета домовой небаланс достигает многих десятков процентов.

Таким образом, наиболее вероятной причиной возникновения небаланса между показаниями общедомового водосчетчика и суммой показаний квартирных водосчетчиков являются не утечки за пределами квартир, а несоответствие реальных

диапазонов расходов водосчетчиков реальным диапазонам расходов, существующих в квартирных системах водоснабжения. Небаланс растет с увеличением срока эксплуатации счетчиков.

Отечественная система организации учета коммунального водопотребления, состоящая из большого количества федеральных и региональных нормативных документов не учитывает тот факт, что отечественные системы водоснабжения существенно отличаются от западных значительным внутриквартирным объемом утечек, не регистрируемых квартирными приборами учета.

Для создания эффективной системы коммунального водоснабжения и водоучета, стимулирующей водосбережение, необходим ряд мер организационного и технического характера:

- а) в сфере водоснабжения и водопотребления:
 - применение водоразборной и запорной арматуры с минимальным уровнем утечек;
 - организация и проведение периодических профилактических осмотров и регулировок водоразборной и запорной арматуры;
 - улучшение качества водопроводной воды и приведение ее характеристик в соответствие с действующими нормативами;
- б) в сфере водоучета:
 - разработка обязательных требований, регламентирующих производство и применение водосчетчиков с максимально низкими порогами чувствительности и минимальными нижними границами диапазонов измерений;
 - внесение в методики поверки приборов дополнений, обязывающих контролировать порог

чувствительности при выпуске из производства и при периодических поверках;

- организация входного контроля работоспособности водосчетчиков на пороге чувствительности и при минимальном расходе перед их монтажом;
- в процессе эксплуатации приборов при появлении небалансов — организация оперативной диагностики состояния приборов учета на месте их эксплуатации.

Литература

1. **Постановление** Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. № 307. О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам.
2. **Данилина Т.** Алексеевский эксперимент: квартирные реки иссякают // Московская правда, 3 февраля 2005 г.
3. **ГОСТ Р 50193.1–92.** Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики питьевой воды. Технические требования.
4. **ГОСТ Р 50602–93.** Счетчики питьевой воды крыльчатые. Общие технические условия.
5. **Исаев В.Н., Пупков М.В.** Системы учета водопотребления // Сантехника, № 1 — 2005 г.
6. **Михайлов В.** Небалансы энергетики // Липецкая газета, 26 декабря 2008 г.
7. **Олейников П.** Кому выгодна поверка квартирных водосчетчиков // Промышленные ведомости, 2008 г. № 5–6.
8. **ГОСТ 8.156–83.** Счетчики холодной воды. Методы и средства поверки.

Тепловой насос — теплоагрегат будущего

В России тепловые насосы только-только начинают входить в практику. О них мало известно даже в среде строителей, а уж потребители, которые больше всего нуждаются в дешевой тепловой энергии, довольствуются лишь всевозможными слухами.

Что же это за таинственный тепловой насос? С этим вопросом наш корреспондент обратился к доктору техн. наук, научному руководителю Группы компаний «Инсолар», применяющих низкопотенциальное тепло Земли и других нетрадиционных возобновляемых источников энергии для отопления зданий, Григорию Петровичу Васильеву.

— Тепловой насос — это холодильная машина, в которой низкопотенциальное тепло, рассеянное в

окружающей среде: в земле, воде, воздухе, — передается теплоносителю с высокой температурой за счет затраты энергии на преобразование рабочего тела машины. С помощью этой «холодильной» машины за рубежом отапливают дома, получают горячую воду, охлаждают или осушают воздух в комнатах.

По своему устройству тепловой насос — это преобразованный холодильник. Даже внешне, по размерам и форме, он поразительно похож на своего «сородича». От трубчатой панели конденсатора — «радиатора» на задней стенке идет довольно горячий поток воздуха. Поэтому, если из «кухонного помощника» вытащить испарительную камеру с трубами и закопать в землю, можно получить

тепловой насос, который будет обогревать комнату теплым воздухом. А если конденсатор холодильника омывать водой, то ее, нагретую, можно использовать в радиаторах отопления или в ванной.

— Когда и почему тепловые насосы стали использоваться для отопления зданий?

— Первые тепловые насосы появились ещё в 30-е годы XX века. Но первый бум их популярности пришелся на 70-е годы прошлого века — годы первого энергетического кризиса, когда топлива в странах Европы и США катастрофически не хватало, а второй — на наши дни, когда стали истощаться мировые запасы нефти. Поэтому интерес к тепловым насосам закономерен — при их применении экономится 60–75% углеводородов, которые нужно было бы сжечь, чтобы получить то же количество тепловой энергии.

И вот что интересно — внедряют их просто скоростными темпами, прежде всего в небедных странах: США, Японии, Германии, Швеции, Швейцарии, Австрии, Финляндии, жители которых умеют считать деньги и зря ими не разбрасываются. И действительно, затратив всего 1 кВт электроэнергии в приводе насоса, можно получить 3, 4, а часто и 5–6 кВт тепловой энергии. С точки зрения экономичности агрегаты: электрообогреватели, газовые камины и другие устройства, — не выдерживают никакой сравнения с тепловыми насосами. КПД у него много больше единицы! Подведя к машине 1 кВт, на выходе мы получим 3,5 кВт тепловой мощности, т. е. 2,5 кВт природа предлагает нам безвозмездно! Поэтому не удивительно, что по прогнозам Мирового Энергетического Комитета (МИРЭК), к 2020 г. в развитых странах более 60% всего теплоснабжения в развитых странах будет осуществляться с помощью тепловых насосов.

— Каждое оборудование имеет свою область эффективного применения. Где целесообразно применять тепловые насосы в Московском регионе?

— Прежде всего, в самой столице. Москва, как известно, имеет централизованное теплоснабжение. Основу его составляют крупные ТЭЦ, дающие одновременно электроэнергию и тепло. Когда тепловой мощности их не стало хватать, места для строительства новых не было, в столице появились районные тепловые станции — РТС, вырабатывающих только тепло. Кроме ТЭЦ и РТС в городе имеется довольно много котельных, дающих тепло отдельным предприятиям или жилым микрорайонам. На какой-то момент такое энергетическое хозяйство работало эффективно, и столица могла им по праву гордиться, но сегодня его нужно модернизировать.

— Почему?

Использование тепловых насосов позволит одновременно решить экологические проблемы,

проблемы потерь на транспортировку тепла и сокращения расходования ценного химического сырья — углеводородов, сжигающихся на ТЭЦ и РТС.

— Каким образом?

— Кроме углеводородов — традиционных источников тепловой энергии, столица обладает большими запасами нетрадиционных источников энергии вторичных энергоресурсов — низкопотенциальным теплом поверхностных слоев Земли и р. Москва, выбрасываемым сегодня в атмосферу теплом вентвыбросов жилых и канализационных стоков жилых и общественных зданий и пр. Их общее количество соизмеримо с количеством углеводородов сжигаемых на ТЭЦ, районных тепловых станциях и котельных. С помощью тепловых насосов эту энергию можно использовать для отопления зданий, как во многих городах Европы. Например, в Стокгольме около трети зданий отапливается теплом, отбираемым с помощью тепловых насосов из коммунальных стоков.

— А в Москве есть опыт использования нетрадиционных источников энергии?

— Да разумеется, такой опыт есть. Тепловые насосы в столице были использованы в энергоэффективном жилом доме в микрорайоне Никулино-2 в 2002 г. Группа компаний «Инсолар» принимала самое активное участие в создании этого первого в столице здания. При его проектировании были использованы следующие предпосылки. Энергосберегающая политика XXI века будет основана на применении технологий, использующих нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Здание будет представлять собой единую энергетическую систему, все элементы которой — ограждающие конструкции, системы отопления, вентиляция, кондиционирование, теплоэнергоснабжение — взаимосвязанны и являются результатом выбора научными методами технических решений, наилучшим образом отвечающих поставленной цели. Приоритетность при выборе энергосберегающих технологий имеют технические решения, способствующие улучшению микроклимата помещений. Энергообеспечение здания осуществлялось как от внешних источников тепловой и электрической энергии, так и от внутренних — тепловых насосов, использующих тепло грунта и тепло удаляемого вентиляционного воздуха. К сожалению, нам не удалось поставить в здании тепловые насосы для отбора тепла из сбрасываемых коммунальных стоков.

Такой опыт был проведен два года назад в Зеленограде. Здесь впервые в России была введена в эксплуатацию экспериментальная автоматизированная теплонасосная установка для подогрева водопрово-

дной воды перед котлами районной тепловой станции, утилизирующая теплоту неочищенных сточных вод. Но она была все-таки предназначена не для практического использования, а для отработки технологии утилизации теплоты сточных вод, определения влияния работы установки на режимные параметры тепловой станции, проверки экономической эффективности и разработки рекомендаций по созданию аналогичных установок в городском хозяйстве Москвы.

К этому перечню можно добавить два наших экспериментальных здания в демонстрационном комплексе «Экопарк «Фили», где проводятся натурные исследования двух теплонасосных установок,

изготовленных по лицензии ОАО «ИНСОЛАР-ИНВЕСТ» саратовским ЗАО «ЭКОМАШ».

Так что опыт использования основных источников низкопотенциального тепла в столице: тепла грунта, сточных вод и вытяжного вентиляционного воздуха у нас есть.

— **Последний вопрос. Как Вы считаете, каково будущее у отопительных систем, созданных на основе тепловых насосов?**

— Я думаю, что наши правнуки увидят отопительные котлы только в музее, а не у себя дома. Вместо них будут работать тепловые насосы.

*Подготовил М. Бурлешин,
канд. геолого-минералогических наук*

В Торгово-промышленной палате РФ обсудили развитие инжиниринга в условиях кризиса

24 марта 2009 г. состоялось заседание комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, в котором приняли участие представители министерств и ведомств, ТПП РФ, РСПП, ОГК и ТГК, научных компаний, члены Национальной Ассоциации Инжиниринговых Компаний (НАИК), представители финансовых, инвестиционных организаций.

Президент Союза нефтегазопромышленников Геннадий Шмаль отметил, что экономика наша малоэффективна в плане энергетики, а энергоемкость ВВП очень высокая, но в то же время потребление энергии намного меньше, чем у многих переходных стран.

Чтобы привлечь серьезные кредитные ресурсы, особенно иностранных банков, нередко приходится обращаться за разработкой базовых проектов к зарубежным инжиниринговым компаниям. Они с большим интересом работают на российском рынке, это немалые деньги.

На российском рынке уже работают более 10 российских инжиниринговых компаний, крупнейшие из них в 2008 г. объединились в Национальную Ассоциацию Инжиниринговых Компаний (НАИК). В состав НАИК вошли: «Группа Е4», «Интертехэлектро — Новая Генерация», «ВО «Технопромэкспорт», «Атомстройэкспорт», «Энергостройинвест-холдинг», «ЭМАльянс», «ЕвроСибЭнерго-инжиниринг», «Инженерный центр

ЕЭС», «Системы управления», «Энергопроект», «УК «КВАРЦ».

Главная трудность — резкое сокращение инвестиционных программ, необходимость внедрения на общем спаде новых технологий и инноваций, развитие энергоэффективности компаний и действующих производств.

Сохранение и развитие отечественной энергетической инжиниринговой отрасли будет в значительной степени зависеть от государственной политики, направленной на развитие энергетического комплекса всей страны.

Учитывая, что энергетическая инфраструктура — основа развития экономики любого государства, и вложения в нее — долгосрочные проекты, которые станут локомотивом развития всех отраслей промышленности после окончания нестабильностей на финансовых рынках и развития производств, участниками заседания принято решение в недельный срок подготовить конкретные предложения в Государственную Думу, Правительство РФ, Министерство энергетики, Министерство промышленности и торговли, Министерство экономического развития для привлечения экспертов и участников инжинирингового рынка в работу экспертных комитетов, комиссий, принимающих решения по развитию электроэнергетики, инжиниринга и повышения энергоэффективности энергокомпаний и действующих производств.

Переход на альтернативные топлива и гибридные (комбинированные) энергетические установки

К. Л. Гаврилов, директор научно-исследовательских и образовательных программ Научно-исследовательского и учебного центра диагностики и технологии ремонта автотранспортных средств, сельскохозяйственных и дорожно-строительных машин иностранного и отечественного производства

Тепловое загрязнение атмосферы

Тепловое загрязнение атмосферы, загрязнение атмосферы вредными веществами и вызванное этим аномальное смещение геомагнитных полюсов Земли, вызывает потребность в увеличении количества энергетических установок, работающих на альтернативных топливах (не нефтяного происхождения). Земная орбита смещается в течение времени в соответствии с определенными циклами, но сейчас на эти циклы, и соответственно на смещение орбиты, оказывает влияние повышение температуры Земли (вызывающее у нас также и климатические изменения).

Тепловое загрязнение атмосферы в основном связано с выбросами в атмосферу углекислого газа (CO_2) в результате сгорания топлива в двигателях внутреннего сгорания (ДВС). Основная часть солнечной энергии, которая достигает Земли, поглощается и нагревает ее поверхность. Если бы этого не происходило, то средняя температура земной поверхности была бы примерно минус 18°C . Со временем поглощенное тепло возвращается в космическое пространство, благодаря чему Земля не перегревается. Но когда CO_2 меняет состав атмосферы, то в космос возвращается меньше тепла и Земля начинает перегреваться.

От перегрева атмосферы из-за нарушения теплового баланса между падающим и отраженным солнечным излучением происходит глобальное потепление.

Углекислый газ пропускает к земле ультракоротковолновое солнечное излучение и не пропускает отраженное от земли длинноволновое излучение. Кроме того, и оксиды азота (NO_x), и парниковые газы обладают таким же свойством.

Также по мере роста температуры уменьшается растворимость углекислого газа в воде (он переходит в атмосферу). Например, при температуре воздуха 0°C растворимость CO_2 в воде составляет $1,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а при температуре воздуха $+25^\circ\text{C}$ — уже $0,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Известно, что в глубинных слоях морей и океанов сосредоточено в 60 раз большее количество углекислого газа, чем в атмосфере и основная часть этого растворенного в глубинных слоях углекис-

лого газа также попадет в атмосферу при продолжении глобального ее потепления, а также в связи со сбросом нагретых промышленно-бытовых вод в водоемы.

В соответствии с Киотским протоколом (1997 г.) по снижению выбросов парниковых газов, ратифицированным 157 странами мира, каждая страна пропорционально своим выбросам CO_2 в атмосферу Земли обязана затратить средства на решение проблемы глобального потепления. В соответствии с Киотским протоколом за норматив выбросов к сожалению был взят 1990 г. Следует отметить, что этот протокол выполняется пока медленно. Новый протокол с откорректированными нормативами выбросов должен быть подписан в ближайшее время и, как ожидается, в Копенгагене.

Удельное количество CO_2 , которое выделяется при сжигании различных видов топлива в расчете на 1 т условного топлива приведено в табл. 1.

Таблица 1. Удельное количество CO_2 , которое выделяется при сжигании различных видов топлива в расчете на 1 т условного топлива.

Топливо	Удельное количество CO_2
Каменный уголь	3,2 – 3,4
Мазут	1,9 – 2,2
Дизельное топливо	1,92 – 2,1
Бензин	1,8 – 1,9
Природный газ	1,65 – 1,75

Топлива отличаются индексами «глобального потепления» GWI (Global Warming Index). Самый низкий у вышеперечисленных топлив индекс GWI — у природного газа.

Загрязнение атмосферы вредными веществами

В настоящее время только российский автопарк (более 34 млн ед.) ежегодно с отработавшими газами выбрасывает 14 млн т вредных веществ (CO , CH и др.), что составляет 40% промышленных

Таблица 2. Характеристики работы ДВС на бензине и на сжатом природном газе

Работа на бензине						Работа на сжатом газе (метан)					
RPM, об/мин	Мощность, кВт	Скорость, км/ч	CH	CO	CO ₂	RPM, об/мин	Мощность, кВт	Скорость, км/ч	CH	CO	CO ₂
800	0	0	300	1,2	11,3	800	0	0	480	3,5	8
1480	11,06	47,3	94	0,53	10,6	1460	14,15	46,8	28	0,17	11,5
2580	17,98	82,4	100	0,72	10,1	2460	23,41	79,1	30	0,14	11,7
3510	24,29	112,1	92	0,68	10,1	3540	31,24	110,6	26	0,22	11,9
4540	33,11	145,1	94	0,55	10,5	4480	42,36	143,2	24	0,18	11,3
5000	48,35	160,3	80	0,59	11,2	5020	50,72	160,8	27	0,21	11,5

выбросов в атмосферу. Загрязняют отработавшими газами атмосферу и ДВС сельскохозяйственных и дорожно-строительных машин. Характеристики работы двигателя внутреннего сгорания на бензине и сжатом газе представлены (для пояснения загрязнения атмосферы вредными веществами) в табл. 2.

Решение проблем теплового загрязнения атмосферы и загрязнения атмосферы вредными веществами — переход на альтернативные топлива

Во многих странах мира в связи с истощением мировых запасов нефти, достигшим критического предела загрязнением атмосферы вредными веществами и глобальным потеплением, решается проблема замены нефтяного топлива для ДВС, на альтернативные. Возможна замена нефтяного топлива в ДВС на природный газ, как в сжатом, так и в сжиженном виде, сжиженный нефтяной газ, биогаз получаемый из отходов сельскохозяйственного производства или горючих бытовых отходов, смесь бензина с этиловым спиртом, диметиловый эфир, рапсовое масло. Возможно применение в качестве топлива для ДВС водорода.

Следует отметить, что пока нет однозначного ответа на вопрос, какое из всех альтернативных топлив самое лучшее и какие альтернативные топлива будут использоваться завтра.

Диметиловый эфир (ДМЭ). Альтернативным, но пока не перспективным топливом для дизельных ДВС является диметиловый эфир. Он производится из природного газа, причем сначала получают метанол, а затем диметиловый эфир. ДМЭ имеет свойства, аналогичные свойствам дизельного топлива. Работа дизельного ДВС на ДМЭ обеспечивает снижение содержания в отработавших газах СН в 3 раза, СО в 5 раз, NO_x в 2,5 раза. В состав двухтопливной системы работающей на дизтопливе либо на диметиловом эфире, который впрыскивается в камеры сгорания

под давлением примерно 10–15 кгс/см² входят почти те же элементы, что и в состав ГТС работающей на сжиженном нефтяном газе. В качестве заменителя дизельного топлива диметиловый эфир пока не совсем подходит, так как при работе дизельного ДВС на нем помимо необходимости увеличения примерно в 1,6 раза цикловой подачи ДМЭ (по сравнению с дизельным топливом) на всех режимах работы ДВС наблюдается неустойчивая работа двигателя при изменении его температурного режима и при резком изменении нагрузки. Кроме того, необходимо использовать противозадирные присадки в связи с возможностью заклинивания топливоподкачивающего насоса и плунжерных пар ТНВД из-за низких смазывающих свойств ДМЭ.

Биотопливо. Перспективным альтернативным топливом для ДВС является биотопливо. Недостатком его является некоторое загрязнение атмосферы при его производстве.

Биоэтанол производится из биомассы или из биологически разлагаемых компонентов (рапса, пшеницы и других злаков, картофеля, маниоки, сахарного тростника, кукурузы) и используется в качестве биотоплива. Биоэтанол — это обычно безводный спирт.

В ДВС со специально измененной конструкцией возможно использование топлива Е-85, которое содержит 85% биоэтанола и 15% бензина.

ГОСТ Р 51866 — 2002 (соответствующий европейской нормам ЕН-228) предусматривает возможность применения в топливе для ДВС до 5% биоэтанола. Такое топливо является аналогом топлива «Газохол», которое, например, в США составляет примерно 1/3 общего объема потребляемого топлива. Перспективно для Российской Федерации использование для ДВС топлива Е-10, состоящего из 90% бензина и 10% биоэтанола. Его октановое число (детонационная стойкость) повышается на 10 единиц и на 30% снижается токсичность отработавших газов, уменьшается накопление углекислого газа в атмосфере (тепловое загрязнение атмосферы), причем для этого не нужно изменения конструкции ДВС.

При использовании биоэтанола в составе моторного топлива недостатками являются: фазовая нестабильность бензина в смеси с биоэтанолом (возможность расслаивания при хранении), отрицательное воздействие на резиновые изделия и металлические материалы в системах топливоснабжения. Для устранения этих недостатков в это моторное топливо добавляют антикоррозионные присадки (ингибиторы коррозии), стабилизаторы, моющие и другие присадки.

Необходимо отметить, что во всех развитых зарубежных странах разработка ДВС, работающего на биоэтаноле и трансмиссий с высоким КПД (вариаторных и др.) для него, является главным направлением научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, а также увеличивается производство биоэтанола.

Биогаз, получаемый из горючих бытовых отходов. Сжигание генераторного газа (биогаза из горючих бытовых отходов) в смеси с воздухом происходит в цилиндрах ДВС, работающих на этом биогазе. Следует отметить, что в отличие от метана вырабатываемый электро-газогенераторным агрегатом биогаз имеет теплотворную способность ниже, чем у метана и поэтому конструкция ДВС, работающего на нем, имеет специальную форму камер сгорания. Применение биогаза обеспечивает низкие концентрации вредных выбросов даже по сравнению с нормами «ЕВРО-4».

Для ДВС мощностью 120 л.с. расход топливных брикетов (гранул) из отходов составляет примерно 16 кг на 100 км пробега.

Биогаз, получаемый из биомассы или из биоразлагаемых отходов. Отходы могут быть очищены до уровня природного газа и использоваться в качестве топлива для ДВС. Из 1 т отхода животноводства сухого вещества — навоза при использовании процесса анаэробного сбраживания получается 50 м³ биогаза с содержанием метана 60%, из 1 т растительного сырья получается 150–500 м³ биогаза с содержанием метана до 70%, из 1 т животного жира получается до 1300 м³ биогаза с содержанием метана до 80%. Кроме того, полученная после выработки биогаза перебродившая смесь при ее использовании на полях в несколько раз лучше других органических удобрений (перегноя, торфа).

При сбраживании органических веществ в исходном сырье, находящемся в емкостях, под действием бактерий происходит получение метана (CH₄) и углекислого газа (CO₂). Следует отметить, что сначала в промежуточные хранилища поступает растительное сырье (пищевые отходы, листва или другие растительные отходы), которое затем смешивается

с сухим веществом — навозом. После этого эта смесь поступает из промежуточных хранилищ (резервуаров) в резервуары для брожения (ферментаторы), куда также добавляются и бактерии. Время полного цикла выработки биогаза в ферментаторе (после одной загрузки) составляет примерно 30 дней. Перебродившая смесь возвращается в поле для сельскохозяйственного использования.

В качестве моторного топлива обычно используется биометан. Он получается промывкой биогаза через жидкие поглотители (например, воду) и с использованием адсорбентов, в результате чего содержание метана увеличивается до 98%.

Дизельное биотопливо. В качестве биодизеля может использоваться топливо из рапса (84% биодизельного топлива в странах ЕЭС), подсолнечника (13% биодизельного топлива в странах ЕЭС), сои (1% биодизельного топлива в странах ЕЭС), топливо из пальмового масла (1% биодизельного топлива в странах ЕЭС). Например, с 1 га посевов рапса возможно собрать 4 т рапса. Пока его стоимость, даже с учетом возможности реализации в сельскохозяйственном производстве побочных продуктов его переработки, примерно соответствует стоимости дизельного топлива. Для работы на нем необходимо дооборудовать элементами этой системы топливоснабжения дизельный ДВС, в частности устройством подогрева рапсового масла и ультразвуковым генератором для выделения из рапсового масла глицерина, дополнительным топливоподкачивающим насосом. Запускать и останавливать ДВС следует только при его работе на дизельном топливе. В связи с более высокой вязкостью рапсового масла по сравнению с дизельным топливом его необходимо предварительно подогревать перед подачей в ТНВД до температуры примерно 60°C. Для эффективной работы ДВС на рапсовом масле подходят только ТНВД рядного типа. Имеются также проблемы, связанные с необходимостью удаления рапсового масла, которое попадает через цилиндро-поршневую группу в картер ДВС.

Для развития рынка биотоплива в России необходимо совершенствование законодательства, а именно нужен закон «О биотопливе», а также изменения в законе «Об обороте этилового спирта», причем в нем должно быть указано понятие «топливный этанол» и налоговые льготы для его производителей. Необходимы господотации для выращивающих рапс и другие культуры предназначенные для производства моторного топлива сельхозпроизводителей.

Водород. Перспективным альтернативным топливом для ДВС к 2020 г. может стать водород.

Водород, используемый в виде жидкости, которая может храниться на АТС в криогенных емкостях (в сжиженном состоянии). При сжижении объем водорода уменьшается в 60 раз, что эквивалентно сжатию его до давления 60 МПа. Жидкий водород находится в емкости под давлением примерно 6 кгс/см² и эквивалентен газообразному сжатому до 60 МПа. Его запас втрое превосходит возможный запас несжиженного водорода, находящегося под давлением 20 МПа. Криогенные емкости обычно представляют собой баки, вставленные один в другой, между которыми находится вакуум. Также имеется порошковая изоляция. Водород во внутреннем баке находится в сжиженном охлажденном примерно до $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ состоянии. Суточная испаряемость сжиженного водородного топлива составляет примерно 3% объема хранимого в баке топлива. С течением времени часть расширившегося водорода может поступать либо в ДВС, либо через соответствующий клапан стравливаться в атмосферу.

Имеются ДВС, в которых жидкий водород может сжигаться аналогично сжатому природному газу, причем при этом в атмосферу поступает только водяной пар.

Недостатком таких ДВС является то, что при насыщении металлических деталей ДВС водородом они становятся хрупкими. Кроме того, смесь газообразного водорода с кислородом воздуха в широком диапазоне концентраций образует взрывоопасный гремучий газ и поэтому требуется полная герметизация системы топливоподачи. Для сброса избыточного давления в баке и исключения утечек водорода при его заправке следует применять системы с каталитическими дожигателями.

Также имеются двигатели Стирлинга, которые могут работать на водородном топливе, но разработки их пока не завершены.

Топливные элементы, в которых используется водород. Это топливные элементы, в которых водород не сгорает, а разлагается внутри на разноименно заряженные ионы и электроны. Направленное движение электронов при этом образует электрический ток, который обеспечивает электропитание бортовой энергетической установки электромобиля. Одновременно с этим при работе электромобиля с топливными элементами ионы водорода объединяются с кислородом, который в составе воздуха поступает внутрь топливных элементов и при этом образуется «выхлоп» — водяной пар. Топливные элементы собираются в пакеты. В топливных элементах платиновые металлы используются в качестве катализатора, а фторированные пленки в качестве мембраны. Топливные элементы не перспективны в связи с использованием в них платиновых элемен-

тов, так как имеют высокую стоимость. Топливные элементы также имеют короткий срок службы.

Пока существуют только два распространенных, но энергоемких способа получения водорода. Это электролиз воды с разделением на водород и кислород и конверсия природного газа в присутствии CO_2 с получением $\text{CO} + 2\text{H}_2$.

Компримированный и сжиженный природный газ. Перспективным альтернативным топливом для ДВС является сейчас, а также останется и в будущем компримированный, а в ближайшие 10 лет и сжиженный природный газ. Сегодня из вышеописанных альтернативных топлив только природный газ и пока еще сжиженный нефтяной газ являются наиболее подготовленными топливами для использования в ДВС в Российской Федерации. Следует отметить, что добыча попутного нефтяного газа, а затем получение сжиженного нефтяного газа при повышении давления газа до 0,8–1,6 МПа, примерно в 6 раз менее выгодно, чем добыча сжатого природного газа.

Переход на газовое топливо (сжатый природный газ) требует доработки конструкций газовых топливных систем, включая решение проблем размещения газовых баллонов на АТС и сельхозмашинах и снижения длины трубопроводов высокого давления (с давлением примерно до 200 бар) за счет изменения размещения элементов ГТС, а также создания систем диагностики, и выплаты премий за эксплуатацию АТС или машины с ГТС. Следует обеспечить широкую сеть заправок сжатым и сжиженным природным газом и приоритетное обеспечение этими топливами рынка Российской Федерации. Необходимо отметить важность наличия на рынке только газового топлива высокого качества. Порядок прохождения обязательной сертификации сжатого природного, сжиженного природного и сжиженного нефтяного газа конкретизирован Постановлением Госстандарта РФ от 21.08.2000 № 60 «Правила проведения сертификации газа». Согласно этому документу при обязательной сертификации проверяется соответствие сертифицируемой продукции всем показателям качества, приведенным в ГОСТ на данный продукт.

В настоящее время наиболее целесообразен для Российской Федерации перевод двигателей внутреннего сгорания на альтернативный вид топлива — сжатый природный газ (компримированный природный газ). Это дешевый вид топлива, причем он дешевле, например, бензина примерно в 3,5 раза. Запасы природного газа в Российской Федерации составляют примерно 35% мировых запасов. Общие запасы, например, метана в угольных пластах Воркутинского, Кузбасского и Кузнецкого месторож-

дений составляют 65 трлн м³. Учитывая то, что 1 м³ сжатого природного газа эквивалентен 1 л высокооктанового бензина, то ежегодная экономия при применении в качестве топлива для ДВС сжатого газа составит примерно от 10 до 40 тыс. руб. при пробеге АТС от 30 до 40 тыс. км в год. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 15.01.93 № 31 владельцы автомобильной газонаполнительной компрессорной станции могут устанавливать предельную отпускную цену на сжатый природный газ на уровне 50% стоимости бензина А-76. Это означает, что отпускную цену на КПП этим постановлением разрешено устанавливать ниже 50% стоимости бензина А-76.

Для обеспечения работы дизельных ДВС на сжатом природном газе необходимо дооборудование двигателя газовой топливной системой и искровым зажиганием, либо дооборудование его газодизельной системой. При работе дизельного ДВС по газодизельному циклу газовое топливо подается вначале, а в конце такта сжатия впрыскивается запальная доза дизельного топлива. Например, для грузового автомобиля КамАЗ расход дизельного топлива на 100 км составляет 28 л, а при его работе на газодизельном режиме расходует 7 л дизельного топлива и 30 м³ сжатого природного газа.

Синтетические топлива. Альтернативным топливом для ДВС являются сейчас, а также останутся и в будущем синтетические топлива. Наиболее перспективными из существующих синтетических топлив являются топлива, получаемые по процессу Фишера-Тропша. Этот процесс состоит из трех стадий. На первой стадии из природного газа или из любого углеводородсодержащего сырья (угля, торфа, органических отходов) получают синтез-газ. При этом, например, природный газ окисляется в присутствии катализатора в синтез-газ содержащий СО и Н₂. На второй стадии при давлении 2,8 МПа и 230°С происходит синтез углеводородов из синтез-газа в присутствии кобальтового катализатора, и при этом получают высокомолекулярные парафины (цезерин). На третьей стадии цезерин подвергается гидрокрекингу и гидроизомеризации (известным процессам нефтепереработки) с получением бензина и дизтоплива. Недостатком синтез-газа получаемого, например, из природного газа является то, что при этом теряется до 40% энергии и поэтому выгоднее прямое использование сжатого природного газа.

Необходимо отметить, что синтетические топлива вызывают тепловое загрязнение атмосферы и загрязнение атмосферы вредными веществами и связанное с этим аномальное смещение геомагнитных полюсов Земли.

Применение каталитических нейтрализаторов, фильтров и рециркуляторов отработавших газов — распространенное направление снижения загрязнения атмосферы вредными веществами

Для борьбы с загрязнением городского воздуха особенно эффективным является применение каталитических нейтрализаторов, а также систем рециркуляции с предварительным охлаждением отработавших газов дизельных ДВС и фильтров твердых частиц.

Применение каталитических нейтрализаторов сокращает выбросы летучих органических соединений и оксида углерода в атмосферу примерно на 70% и оксида азота примерно на 50%, причем в течение всего срока службы ДВС. Каталитический нейтрализатор представляет собой сварную конструкцию каталитического блока, встраиваемую в систему выпуска отработавших газов бензинового ДВС.

Для бензиновых ДВС применяются двухкомпонентные каталитические нейтрализаторы, которые существенно уменьшают содержание СО и СН в отработавших газах, и трехкомпонентные каталитические нейтрализаторы, которые, помимо уменьшения СО и СН в отработавших газах, уменьшают также и содержание NO_x. Следует отметить, что СО и СН дожигаются при работе трехкомпонентного нейтрализатора, а NO_x восстанавливается (разлагается на исходные составляющие, безопасные для здоровья). Трехкомпонентные нейтрализаторы, кроме того, обычно имеют в своем составе датчик контроля работоспособности нейтрализатора в соответствии со стандартом OBD-II, принятым в США, и стандартом EOBD, принятым в странах ЕЭС. Этот датчик расположен обычно на выходе нейтрализатора. Необходимо также отметить, что в ГОСТ Р 52033 — 2003 «Автомобили с бензиновыми двигателями. выбросы загрязняющих веществ с отработавшими газами. Нормы и методы контроля при оценке технического состояния», включены требования к проверке двухкомпонентного и трехкомпонентного каталитических нейтрализаторов, но не указано, как отличить двухкомпонентный каталитический нейтрализатор от трехкомпонентного каталитического нейтрализатора.

Для дизельных ДВС применяются каталитические нейтрализаторы SCR (системы селективного каталитического восстановления). Необходимо отметить, что для обеспечения реакции восстановления азота из NO_x также может применяться неселек-

тивное каталитическое восстановление (NSC), представляющее собой накопительный катализатор NO_x .

Процесс в каталитическом нейтрализаторе (SCR) происходит в три стадии. Сначала выполняется накопление NO_x , при котором происходит окисление NO и SO_2 , затем регенерация, при которой выделяется NO_x и происходит восстановление с помощью SO . После этого происходит обескисливание, при котором выделяется SO_2 при температуре примерно 700°C .

Для дизельных ДВС применяются сажеулавливатели (фильтры), которые улавливают сажу в целях последующей ее утилизации, и имеющие фильтры твердых частиц, улавливающие эти частицы с помощью керамического волокна или пористой керамики. Обычно после улавливания твердых частиц необходима регенерация фильтра (дожигание сажи).

Для бензиновых ДВС применяются системы рециркуляции отработавших газов, а для дизельных ДВС — системы рециркуляции отработавших газов, включающие охладитель. Следует отметить, что новейшие системы рециркуляции для дизельных ДВС, благодаря которым достигаются требования стандарта ЕВРО-4, который принят в странах ЕЭС, содержат в своем составе охладитель рециркулируемого воздуха для снижения NO_x . Кроме того, для снижения NO_x , который в основном образуется при высокой температуре в камерах сгорания ДВС, уменьшается угол опережения впрыска, несмотря на падение мощности ДВС при этом. Для компенсации потерь мощности двигателей, связанных с этими мерами, ДВС европейских, американских, азиатских и российских производителей производятся с излишней мощностью примерно на 20%.

Газовые топливные системы ДВС иностранного и отечественного производства: устройство, монтаж, диагностика и ремонт

Издательство «Колос» при поддержке министерства сельского хозяйства РФ и Регионального Союза Автотранспортников, входящего в Российский Автотранспортный Союз, планирует в 2009 г. выпуск книги: «Газовые топливные системы ДВС иностранного и отечественного производства: устройство, монтаж, диагностика и ремонт». В создании книги принимали участие специалисты профильных предприятий РФ, Регионального Центра экспертизы и сертификации на автомобильном транспорте, научно-исследовательского и учебного центра диагностики и технологии ремонта автотранспортных средств, сельскохозяйственных и дорожно-строительных машин иностранного и отечественного производства.

Описаны современные газовые топливные системы, средства заправки газовым топливом; монтаж, эксплуатация, диагностика и ремонт ГТС. и дорожно-строительных машин иностранного и отечественного производства. Тираж книги — 3 тыс. экз. Формат 70×100/16, 280 с., ил.

Книга будет распространяться на выставках, рассылаться по заказам, а также продаваться в магазинах Москвы, Санкт-Петербурга, Екатеринбурга, Новосибирска, Казани, Уфы, Красноярска, и других городов Российской Федерации.

Заказать книгу можно: по электронной почте: srecenter@yahoo.com

Расчет и нормирование потерь электроэнергии в сетевых компаниях

УТВЕРЖДАЮ:

Председатель Научного совета
РАН ПНББСЭ,
президент НП «НТС ЕЭС»,
чл.-корр. РАН, проф.
А.Ф. Дьяков

ПРОТОКОЛ № 3

заседания секции «Автоматизированный учет электроэнергии и управление
электропотреблением Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»

19 декабря 2008 г.

г. Москва

На заседании выступили:

С вступительным словом:

Председатель секции «Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением НТК НП «НТС ЕЭС»», генеральный директор ООО «Энергобаланс-Столица» И.Ю. Кривенцов.

С докладом:

«Расчет и нормирование потерь электроэнергии в сетевых компаниях» доктор техн. наук, проф., зам. директора по научной работе Филиала ОАО «НТЦ электроэнергетики» — ВНИИЭ В.Э. Воротицкий.

С заключением экспертной комиссии:

начальник управления по развитию энергетики ЗАО «Объединенная металлургическая компания» Л.К. Осика.

В обсуждении приняли участие:

заместитель председателя секции, заведующий отделом филиала ОАО «НТЦ Электроэнергетики» — ВНИИЭ В.М. Щуров;

главный эксперт ОАО «ФСК ЕЭС» С.Н. Акимов;

главный специалист ФГУП «Концерн Росэнергоатом» Л.В. Андреева;

главный специалист СДТУ Московских кабельных сетей — филиала ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» В.М. Устюков;

начальник управления по развитию энергетики ЗАО «Объединенная металлургическая компания» Л.К. Осика;

начальник управления технического обеспечения ООО «Торговый дом «Энергосервис» А.Н. Ежов.

Заслушав выступление, заключение эксперта и обсуждение в дискуссии, секция «Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением НТК НП «НТС ЕЭС»» отметила:

Доклад посвящен основным итогам почти трехлетней деятельности Минпромэнерго (затем — Минэнерго РФ) по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям, имеющимся проблемам и резервам и, главное, путям повышения эффективности нормирования потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям.

Поставленная задача, безусловно, не имеет аналогов в мировой практике, как по масштабу охвата электрических сетей, так и по сложности методических и организационных проблем.

С момента утверждения приказом Минпромэнерго РФ от 04.10.05 № 267 «Положения об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям» (далее — Положение) прошло более трех лет. За это время подготовили обоснования нормативов, прошли экспертизу этих обоснований и утвердили нормативы на 2007 г. 711 электросетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, и на 2008 г. — около 1200 сетевых организаций.

Главными результатами выполненной в 2006 — 2008 гг. работы по нормированию технологических потерь электроэнергии в электрических сетях являются:

- создание организационно-методической технологии государственного контроля и регулирования одного из важнейших показате-

лей эффективности работы электрических сетей;

- активизация работы сетевых компаний и повышение степени их ответственности по расчетам технических потерь электроэнергии;
- создание соответствующей базы данных для выполнения этих расчетов, выявление резервов, локализация мест повышенных потерь, разработка программ снижения потерь.

В ходе работы была выявлена необходимость в дальнейшем совершенствовании методов и программ расчета технических потерь, балансов электроэнергии как в целом по сети, так и с разбивкой по ступеням напряжения, в совершенствовании системы учета электроэнергии.

По оценке отечественных и западных экспертов оптимальные суммарные технические, а в пределе, и фактические потери электроэнергии в электрических сетях 0,4 – 750 кВ, должны составлять не более 4 – 6% (для России с ее значительной территорией, климатическими особенностями, нагрузкой и протяженностью сетей — 7 – 9%), максимальные технические потери не должны превышать 10 – 12% отпуска электроэнергии в сеть. Если фактические потери электроэнергии выше 10 – 12% — это превышение, как правило, объясняется наличием сверхнормативных потерь. Ориентировочно предельные относительные технологические потери электроэнергии по ступеням напряжения электрических сетей данного уровня напряжения по отношению к отпуску электроэнергии в сеть должны быть не более:

220 – 750 кВ.....	2 – 4%
110 кВ.....	4 – 6%
35 кВ.....	6 – 8%
6 – 10 кВ.....	8 – 10%
0,4 кВ.....	10 – 14%

Анализ отчетных данных и динамики потерь электроэнергии по электрическим сетям России показывает, что суммарный уровень потерь по стране в 2006 г. достиг 107,6 млрд кВт·ч или 11,8% отпуска электроэнергии в сеть и около 10,8% производства электроэнергии. Это в 2 – 2,5 раза выше, чем в сетях Японии и Германии и более чем в 1,5 раза выше, чем в других промышленно развитых странах. По отдельным распределительным сетевым компаниям в 2006 г. относительные фактические потери достигли уровня потерь в сетях некоторых стран Африки — 30 – 35%, в некоторых коммунальных электрических сетях — 40 – 50% и в отдельных фидерах (0,4 – 10 кВ) — 60 – 80% отпуска электроэнергии в сеть. Очевидно, что никакими техниче-

скими причинами, режимами работы и параметрами сетей объяснить такие уровни потерь невозможно. Главная причина — наличие в таких сетях большой коммерческой составляющей. Отечественный и зарубежный опыт показывают, что чем больше доля коммунально-бытовых потребителей в суммарном потреблении и чем ниже уровень жизни населения в регионе компании, тем выше уровень относительных потерь, тем труднее работа по определению, локализации и снижению коммерческих потерь.

Предварительные расчеты показывают, что суммарные коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях России (основной резерв снижения сверхнормативных потерь в распределительных сетях) оцениваются в размере 20 – 30 млрд кВт·ч в год. Опыт передовых сетевых компаний подтверждает, что там, где предпринимаются целенаправленные усилия по снижению коммерческих потерь, уровень фактических потерь уменьшается наиболее существенно при сопоставимых затратах на это снижение.

Сказанное не означает, что не нужно на современном этапе заниматься снижением технических потерь, в первую очередь, компенсацией реактивной мощности в электрических сетях. И то и другое, безусловно, необходимо. Вместе с тем, ясно, что пока основные резервы снижения потерь электроэнергии лежат в области коммерческих потерь. Здесь на сегодняшний день находится стратегический рубеж борьбы с потерями, с точки зрения оптимизации затрат и получения эффекта.

Пути повышения эффективности работы должны быть направлены, в первую очередь, на преодоление перечисленных выше проблем, на практическую реализацию имеющихся резервов и должны носить комплексный, системный характер. Очевидно, что не любое снижение потерь электроэнергии экономически оправдано. В каждом конкретном случае необходим тщательный технико-экономический анализ предлагаемых решений.

Основные направления работ по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях сформулированы в "Положении о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС»" и "Положении о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» в распределительном электросетевом комплексе", задания по снижению потерь — в приказе ОАО РАО «ЕЭС России» от 01.06.05 № 338 «Об организации работ по сокращению потерь электроэнергии в электрических сетях». Этим же приказом утвержден «Сводный план работ по снижению потерь электрической энергии в сетях всех классов напряжения ЕЭС России на период до 2008 г.» (далее «Сводный план») и комплексная среднесрочная программа мероприятий по сниже-

нию потерь электроэнергии в электрических сетях всех напряжений ЕЭС России на период до 2015 г. Стратегическая цель программы — переломить тенденцию роста потерь электроэнергии. В тех сетевых компаниях, где фактические потери выше нормативных, необходимо снизить потери до нормативных значений, учтенных в тарифах на услуги по передаче электроэнергии.

Ответственным за техническую политику и руководство снижением потерь электроэнергии в электрических сетях холдинга назначено ОАО «ФСК ЕЭС».

В сводном плане все работы объединены в четыре основных направления:

- Организация и создание автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС и РСК;
- Нормативное обеспечение процессов учета, нормирования и снижения потерь электрической энергии в электрических сетях;
- Формирование и выполнение программ снижения потерь в единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- Формирование и выполнение программ снижения потерь электрической энергии в распределительных сетях.

Сводный план ежегодно корректируется, уточняется и дополняется с учетом выполненных работ, накопленного опыта и новых задач. По всем четырем направлениям много уже сделано, большие работы ведутся в настоящее время и еще больше предстоит сделать в ближайшем и отдаленном будущем.

Опыт последних лет со всей очевидностью показывает, что основной задачей на ближайшую перспективу является повышение достоверности и полноты исходной информации для расчетов нормативов потерь, ответственность персонала сетевых организаций за использование этой информации в расчетах.

Стратегическим направлением повышения достоверности и полноты исходной информации для расчетов фактических и технических потерь электроэнергии является создание современных АИИС КУЭ и АСТУ ЕНЭС и РСК, промышленных предприятий, муниципальных электрических сетей и т.п. Процесс этот — достаточно долговременный, требующий значительных материальных ресурсов, а впоследствии и существенных эксплуатационных расходов. Параллельно с этим процессом необходимо проводить активную работу по модернизации и совершенствованию существующей системы учета электроэнергии.

По нормативному обеспечению процессов учета, нормирования и снижения потерь электрической энергии в электрических сетях докладчик отметил необходимость сосредоточивания усилий на решении следующих задач.

1. Продолжение работы по совершенствованию и повышению точности методов расчета потерь электроэнергии в электрических сетях с учетом появления в них дополнительных источников и средств получения исходной информации о схемных и режимных параметрах (АИИС КУЭ, АСТУ и т.п.).

2. Объединение и информационная увязка методов и задач расчета потерь и балансов электроэнергии в электрических сетях, причем не только фактических (ретроспективных), но и прогнозных (перспективных).

3. Развитие и совершенствование программного обеспечения расчетов и нормирования потерь.

4. При формировании и выполнении программ снижения потерь электроэнергии в ЕНЭС и РСК, необходимо учитывать, что за двадцать лет с момента выхода инструкции многое изменилось в структуре и методах управления электроэнергетикой страны, в критериях эффективности, в структуре потерь.

5. Необходимо совершенствовать Положения, а также уточнять и конкретизировать включенный в Положение «Порядок расчета и обоснование нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». В частности, в новой редакции Порядка:

- внесены изменения и добавления в термины и определения для территориальных сетевых организаций (далее — ТСО) и для федеральной сетевой компании (далее — ФСК) и магистральных сетевых компаний (далее — МСК), в том числе в термины: *нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, прием электроэнергии в сеть, отдача электроэнергии из сети, отпуск электроэнергии в сеть, объем (количество) переданной электроэнергии*. Определения терминов *прием электроэнергии в сеть, отдача электроэнергии из сети, отпуск электроэнергии в сеть, объем (количество) переданной электроэнергии* включены в примечания к таблицам обосновывающих материалов по нормативам потерь;
- уточнена структура нагрузочных потерь электроэнергии для ТСО и ФСК, МСК;
- уточнены общие принципы нормирования технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям ТСО и ФСК, МСК;

- уточнены таблицы для обоснования нормативных технологических потерь электроэнергии для ТСО и ФСК, МСК;
- все таблицы представлены в унифицированном машиноориентированном виде в формате Excel для их последующего ввода в базу данных, архивирования и обработки;
- добавлены формулы для определения активных сопротивлений в оборудовании электрических сетей;
- добавлены формулы для определения потерь мощности и электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей;
- из нормативных технологических потерь электроэнергии исключены потери во внутридомовых сетях;
- упрощен расчет потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии. Расчет выполняется в абсолютных единицах. Добавлен упрощенный расчет, обусловленный допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии в виде доли (0,2%) отпуска электроэнергии в сеть;
- предусмотрена возможность использования в расчетах нормативных технологических потерь электроэнергии измеренных значений $\Delta P_{\text{ХХ}}$ трансформаторов (автотрансформаторов) с учетом их срока службы.

6. Необходимость дифференцирования электросетевых организаций — заявителей нормативов потерь по объему передаваемой электроэнергии по электрическим сетям и разделения полномочий по утверждению нормативов потерь между Минпромэнерго РФ и местными организациями административного управления, оставив за Минпромэнерго РФ утверждение нормативов крупных электросетевых организаций, например, с отпуском электроэнергии в сеть не менее 20 млн кВт·ч в год. Граница деления электросетевых организаций на крупные и мелкие в настоящее время согласовывается. По предварительным оценкам организации с отпуском электроэнергии в сеть равным 20 млн кВт·ч или менее должны утверждать нормативы потерь электроэнергии в органах местного самоуправления.

В докладе намечены следующие пути повышения эффективности нормирования и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях:

1) повышение ответственности электросетевых и экспертных организаций за предоставление и анализ данных по балансам и структуре потерь электроэнергии в электрических сетях, по расчетам и обоснованию нормативов потерь, повышение точности и «прозрачности» этих данных;

2) создание системы мониторинга потерь электроэнергии в электрических сетях, их структуры и эффективности мероприятий по их снижению на уровне ОАО «ФСК ЕЭС» и Минпромэнерго РФ в целом;

3) разработка и совершенствование методов расчета прогнозных балансов и потерь электроэнергии;

4) совершенствование системы учета электроэнергии, внедрение современных АИИС КУЭ, их защита от хищений электроэнергии и несанкционированного доступа, разработка четких регламентов взаимодействия сетевых, энергосбытовых компаний и операторов коммерческого учета в распределительных электрических сетях 0,38 – 110 кВ;

5) совершенствование методического и программного обеспечения расчетов технических потерь и балансов электроэнергии должно основываться на комплексном использовании всей имеющейся в электрических сетях исходной информации об их схемных и режимных параметрах, на данных и согласовании программного обеспечения по расчетам потерь с программным обеспечением АИИС КУЭ, АСДУ, КСУПР;

6) совершенствование методов оценки экономической эффективности этих мероприятий; переход от формальной разработки программ к их бизнес-планированию с определением источников финансирования, ответственных за внедрение мероприятий, оценкой рисков получения ожидаемых эффектов;

7) важнейшим этапом разработки действенных программ снижения потерь электроэнергии является энергоаудит, охватывающий анализ эффективности работы всех подразделений сетевых и сбытовых компаний, влияющих на величину потерь электроэнергии;

8) решающее значение имеет учет человеческого фактора и повышение эффективности управления персоналом в расчете, анализе, нормировании и снижении потерь, повышение квалификации и специальная подготовка персонала;

9) необходимость исследования и внедрения новых технологий и нетрадиционных путей снижения потерь (высоковольтный коммерческий учет электроэнергии, микропроцессорные системы управления количеством работающих силовых трансформаторов на подстанциях, применение сверхпроводящих кабелей и т. п.);

10) по-прежнему одной из актуальных задач является создание **правовых основ** для борьбы с бездоговорным и безучетным потреблением электроэнергии.

Секция «Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением» НТК НП «НТС ЕЭС» решила:

1. Одобрить доклад «Расчет и нормирование потерь электроэнергии в сетевых компаниях»

2. Отметить решающий методологический вклад в работу по нормированию потерь со стороны Филиала ОАО «НТЦ электроэнергетики» — ВНИИЭ, обеспечившего на высоком уровне разработку и постоянное совершенствование расчетных методов прогнозирования технических потерь.

3. Признать необходимым проведение дальнейших исследований в области разработки прогрессивных методов планирования технических потерь электроэнергии с использованием данных коммерческого и технического учета (в том числе в часовом разрезе), корректной статистической их обработки, а также метрологического обеспечения расчетных

методов в соответствии с положениями законодательной метрологии.

4. Рекомендовать Минэнерго РФ организовать проведение работ в области разработки прогрессивных методов планирования технических потерь электроэнергии в 2009г. с привлечением Филиала ОАО «НТЦ электроэнергетики» — ВНИИЭ, ФГУП «ВНИИМС», НП «Совет рынка» и иных компетентных экспертных организаций.

По всем интересующим Вас вопросам о работе секции «Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением» при НП «НТС ЕЭС» Вы можете обращаться по электронному адресу mail@energobalas-st.ru.

Председатель секции «Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением»

И.Ю. Кривенцов

Ученый секретарь секции

С.Ю. Чистякова

Новый автоматический выключатель Compact NSX от «Шнейдер Электрик» — интеллектуальный взгляд в будущее

Компания «Шнейдер Электрик» представляет оборудование нового поколения в области распределения электроэнергии — интеллектуальный автоматический выключатель — **Compact NSX**, обеспечивающий снижение энергозатрат компаний до 30% и экономию до 100 тыс. евро в час в случае предотвращения аварийных ситуаций на крупных производствах. При разработке Compact NSX запатентовано 23 новейших технологий.

Идеологически выключатель Compact NSX является новым поколением предшественника — Compact NS, предназначенного для коммутации номинальных токов и отключения токов коротких замыканий в распределительных электрических сетях и системах электроснабжения низкого напряжения.

Принципиальное новшество автоматических выключателей Compact NSX состоит в интеграции в рамках одного устройства не только функций защиты электрических сетей и обеспечения бесперебойного электроснабжения, но и комплекса измерительных и коммуникационных возможностей. Compact NSX обеспечивает **мониторинг и учет потребления** электроэнергии, **анализ** основных параметров сети и **представление** этих данных потребителю в удобной для восприятия форме. Поэтому одной из ключевых проблем, которые позволяет решать оборудование, является **повышение энергоэффективности предприятия**.

Так, аккумулируя данные всех источников, Compact NSX предоставляет комплекс параметров и средств, позволяющих осуществлять **контроль над всей системой энергоснабжения предприятия**. Например, показатели суточных колебаний энергии и распределения нагрузок по источникам энергопотребления позволяют выявить те участки системы, на которых наблюдается наибольший расход энергии, а следовательно и финансовые затраты — и минимизировать их. Это особенно актуально для предприятий, расходы которых на электроэнергию достигают 40% общих затрат (птицефабрики, тепличные хозяйства и др.).

Столь же важной функцией Compact NSX является **постоянная диагностика работоспособности сети и предотвращение аварийных ситуаций**. Сегодня убытки в результате аварийной остановки крупного производственного предприятия оцениваются в 100 тыс. евро в час. Данные, предоставляемые пользователю интеллектуальными выключателями Compact NSX («Протоколы событий»), позволяют эффективно отслеживать повреждения и сроки службы всех компонентов сети, предотвращая возможное аварийное отключение оборудования. Так, в случае возникновения короткого замыкания в цепи, срабатывает ближайший к месту повреждения автоматический выключатель и блокируется срабатывание вышестоящего. В результате, отключается только поврежденный участок, при этом работоспособность сети сохраняется.

Российская промышленность в марте 2009 г.

Бюллетень конъюнктурных опросов

С.В. Цухло, заведующий лабораторией конъюнктурных опросов Института экономики переходного периода, канд. экон. наук

Официальная статистика февраля

Индекс промышленного производства в феврале 2009 г. по сравнению с январем 2009 г. составил 106,4%, а по сравнению с февралём 2008 г. — 86,8%. Эти цифры оказались неожиданно хорошими («февральский план падения сорван», — даже написало одно издание). Большинство экспертов ранее предсказывали в феврале углубление кризиса в российской промышленности. Конечно, сравнивать январь с февралём надо очень осторожно: оба месяца имеют не так много рабочих дней. После исключения сезонного фактора выпуск в феврале, по оценке ЦМАКП, вырос к январю на 3,9% (в январе 2009 г. выпуск снизился на 7,1% к декабрю 2008 г.). Таким образом, о желанном (и по крайней мере — локальном) дне кризиса госстатистика сообщила в середине марта. Индекс промышленного оптимизма ИЭПП зарегистрировал этот результат еще 21 января (см. http://www.iet.ru/files/text/industrial_survey/IPO-21.01.09.pdf). Как говорится, почувствуйте разницу...

Снижение спроса становится нормой

В марте положительные (для кризисных условий, конечно) тенденции не получили должного развития. Промышленность, похоже, остается на «дне» и начинает привыкать к этому. Вопрос «Есть ли жизнь на дне?» может сейчас стать наиболее актуальным.

Спрос продолжает снижаться по-прежнему интенсивно, но уже так как в ноябре — декабре 2008 г. Исходный темп снижения спроса в марте улучшился только на 8 пунктов по сравнению с февральским (тогда улучшение по сравнению с январем составило 32 п.). Очистка от сезонности показала стабилизацию этого показателя в I квартале 2009 г. на уровне — 36 ÷ — 34 б. п. В 1998 г. этот показатель опускался до — 45 ÷ — 50 п., в 1996 г. — до — 60.

Прогнозы изменения спроса тоже стабилизировались в феврале — марте. Исходный (неочищенный) баланс стал нулевым, т.е. доля сообщений об ожидаемом росте продаж сравнялась с долей сообщений об их возможном снижении. Очистка от сезонности скорректировала баланс последних двух месяцев до — 17 б. п. (улучшение по сравнению с ноябрьским минимумом всего 8 п.). Надежды на рост продаж в ближайшие месяцы крайне невелики и перестали увеличиваться (улучшаться).

Стабилизация темпов снижения спроса заморозила оценки объемов продаж. В I квартале 2009 г. удовлетворенность спросом закрепилась на уровне 23%, что свидетельствует о привыкании российских предприятий к сложившейся ситуации. Самая высокая удовлетворенность спросом зарегистрирована в марте в пищевой (48%, март 2008 г. — 73%) и химической (27%, март 2008 г. — 74%) отраслях, а также в цветной металлургии (26%, март 2008 г. — 81%). В машиностроении удовлетворены продажами сейчас 21% заводов (март 2008 г. — 59%). Минимум показателя получен в леспроме (6%, март 2008 г. — 68%) и стройиндустрии (2%, март 2008 г. — 57%).



Оценки запасов готовой продукции перестали ухудшаться в январе 2009 г., а к марту уже улучшились на 7 п. Сейчас баланс (выше-ниже нормы) составляет +20 п. (средний баланс 2008 г. +11). Доля оценок «нормальные» возросла к концу квартала до 52%. На отраслевом уровне лидерство по избыточным запасам сохраняет леспром (баланс +57), легкая (+39) и химическая (+30) промышленности. Таким образом, предприятия начинают справляться с кризисом и, распродав запасы, пытаются создать основу будущего роста выпуска. Спрос им в этом пока не сильно помогает.

Выпуск и цены

В марте интенсивность изменения выпуска (по исходным данным) стала положительной, т.е. промышленной продукции было произведено больше, чем в феврале. Рост баланса по сравнению с февральским значением составил 17 п. (в феврале баланс улучшился по сравнению с пока худшим кризисным январём сразу на 47 п.). Доля сообщений о росте выпуска достигла в марте 34% и сравнялась со средним уровнем предкризисного лета 2008 г. На предкризисный уровень опустилась и доля сообщений о снижении выпуска: 21% после 62% в январе. Формальные процедуры очистки от сезонности скорректировали общепромышленный темп роста выпуска до отрицательного значения, который только на 1 п. лучше февральского.

Существенных отрицательных темпов изменения выпуска (т.е. снижения) не получено по исходным данным ни в одной из отраслей. Везде балансы либо положительны (производство растёт), либо малоотличимы от нуля (выпуск стабилизировался). Особенно велика интенсивность роста производства в химии и нефтехимии, стройиндустрии и пищевой промышленности. Явно начал расти выпуск и в машиностроении.

Производственные планы предприятий в марте ухудшились. Если в феврале баланс планов изменения выпуска достиг +15 б. п., то в марте этот показатель снизился до +7 п. То есть рост в ближайшие месяцы всё-таки более вероятен, но он будет не таким интенсивным как планировалось месяц назад. Очистка от сезонности показала стабилизацию производственных планов российской промышленности на уровне умеренного снижения выпуска.

Период интенсивного снижения цен в российской промышленности завершился. В марте исходный темп изменения отпускных цен стал нулевым, (в декабре 2008 г. баланс достиг абсолютного минимума всего периода мониторинга — 24 п.): доля сообщений о росте цен сравнялась с долей сообщений о снижении цен. Основная же часть предприятий

(75%) вернулась к политике неизменных цен. На отраслевом уровне явное снижение цен сохранилось в марте только в леспроме и стройиндустрии.



Интенсивность роста цен в ближайшие месяцы, скорее всего, возрастет не будет. Неоправдавшиеся надежды на рост спроса заставляют предприятия проводить более умеренную ценовую политику. Особенно — в легкой и пищевой отраслях, а также в черной металлургии.

Планы увольнений в промышленности

Отсутствие явной положительной динамики заставляет предприятия вновь обратиться к практике увольнений или, по крайней мере, вновь планировать их. В целом по промышленности доля намерений сократить работников возросла в марте до 35% и почти вернулась к уровню октября 2008 — января 2009 гг., когда кризис «накрыл» российскую промышленность. Но поскольку скорость и глубина втягивания в кризис по отраслям неодинаковы, то динамика планов увольнений имеет отраслевую специфику.

Доля предприятий в отраслях, намеренных сократить персонал в ближайшие 2–3 месяца, %

Отрасли	2008				2009		
	январь	апр.	июль	окт.	январь	февр.	март
Вся промышленность	7	6	15	38	36	29	35
Металлургия	9	2	27	62	43	19	50
Химия, нефтехимия	18	1	17	28	32	22	27
Машиностроение	4	6	14	36	36	32	41
Леспром	2	13	10	26	43	43	37
Стройматериалы	16	2	11	43	29	31	20
Легкая	5	19	5	36	36	38	22
Пищевая	10	16	13	51	16	13	17

Явно положительные тенденции в планах увольнений зарегистрированы только в леспроеме, промышленности и легкой промышленности. Эти отрасли прошли пик планов увольнений в предыдущие месяцы и сейчас снизили «кровожадность» своих намерений. Особенно — промышленность стройматериалов, рассчитывающая, видимо, на оживление строек с началом весенне-летнего сезона. Легкая промышленность, демонстрировавшая первые кризисные месяцы достаточно высокие и стабильные планы увольнения, понизила их сейчас более чем в полтора раза.

В три раза по сравнению с декабрем 2008 г. снизились планы увольнений в пищевой отрасли. Сейчас там увольнения возможны на 17% предприятий. В феврале, правда, этот показатель составлял 13% — абсолютный минимум для всех отраслей во все кризисные месяцы. Не удалось сохранить положительные тенденции и предприятиям химии и нефтехимии: после явного снижения планов увольнений в феврале мартовские намерения увеличились и почти вернулись к кризисным максимумам. Хуже всего складывается динамика планов увольнений в машиностроении. Мартовские намерения в этой отрасли оказались худшими по сравнению со всеми кризисными (2008 — 2009 гг.) месяцами и по сравнению с мартовскими планами почти всех других отраслей. Но самые массовые увольнения возможны в ближайшие месяцы в металлургии.

Доля предприятий по размерам, намеренных сократить персонал в ближайшие 2–3 месяца, %

Численность занятых, чел.	2008				2009		
	янв.	апр.	июль	окт.	янв.	февр.	март
Вся промышленность	7	6	15	38	36	29	35
1 – 500	6	8	7	32	35	32	25
501 – 2000	6	8	12	30	39	27	35
>2000	8	5	17	44	35	28	38

Сравнение планов увольнений по размерам предприятий также демонстрирует определенные различия. Небольшие (до 500 чел. занятых) предприятия постепенно снижают агрессивность своих намерений. В этой группе пик планов увольнений пришелся на январь 2009 г., сейчас улучшение составляет 10 п. Но планы сократить персонал у них по-прежнему преобладают над намерениями его увеличить, т.е. сокращения всё же продолжатся, хотя и не так интенсивно как раньше. В группе средних предприятий (501 – 2000 чел. занятых) пик намерений увольнений тоже пришелся на январь 2009 г., после чего последовало их снижение на 12 п. Но сейчас предприятия этой группы вновь решили расширить практику увольнений, не такую пока распространенную как

в январе, но определенно большую, чем в феврале. Хуже всего обстоят дела в группе крупных (более 2000 чел. занятых) предприятий. Ранее они прогнозировали самые массовые по сравнению с другими группами увольнения (ещё в июле и — особенно — в октябре 2008 г.). Сейчас они снова готовы вернуться к почти таким же масштабам увольнений.

Новых кредитов нет, платить по старым нелегко

Доступность кредитов для российских промышленных предприятий в марте почти не изменилась. Нормальный доступ к заемным средствам сейчас имеют только 24% производителей (кризисный минимум — декабрь 2008 г. — составляет 17%).



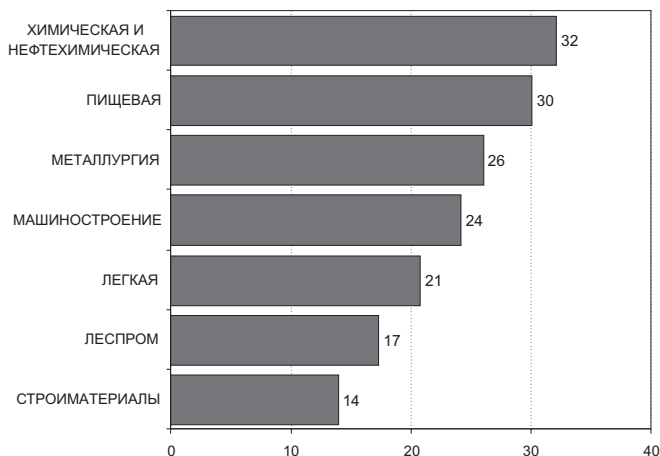
Лучше всего банки в марте относятся к предприятиям из легкой промышленности (нормальный доступ — 34%), химии и нефтехимии (33%) и пищевой отрасли (31%). В машиностроении нормальный доступ к кредитам имеют только 24% заводов (отраслевой максимум показателя — 80%). Средние данные по доступности кредитов в I квартале 2009 г. показывают отраслевые приоритеты банков в условиях первых осознанно-кризисных месяцев реального сектора. Как видно из графика, расположенность финансистов отличается более чем в 2 раза в зависимости от отраслевой принадлежности потенциального заемщика.

Аналогичная картина наблюдалась в первые месяцы 2009 г. и в отношении банков к предприятиям разных размеров: чем больше размер предприятия, тем больше у него шансов получить кредит.

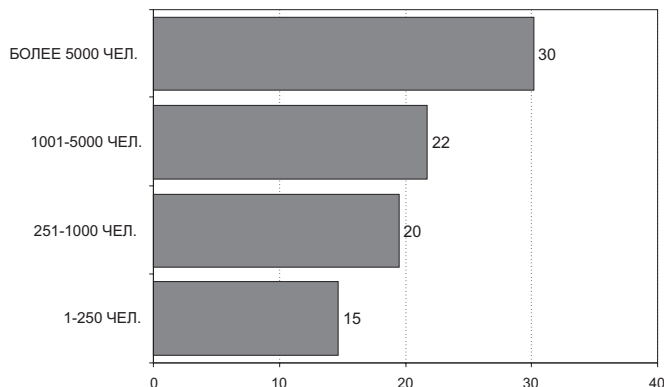
Способность предприятий обслуживать уже взятые кредиты может создать проблемы как заемщикам, так и кредиторам. В целом по промышленности среди предприятий, имеющих кредиты (они принимаются за 100%), только 60% заемщиков оценили свои финансовые возможности как достаточные

для выполнения обязательств перед банками по уже взятым кредитам. Лидирует в этом рейтинге надежности металлургия (85% предприятий которой способны платить по кредитам), легкая (80%) и пищевая (74%) отрасли. Большого всего проблем с возвратом кредитов может возникнуть у банков, кредитовавших предприятия стройиндустрии (25%). Машиностроительные заводы сейчас надежны в 5% случаев.

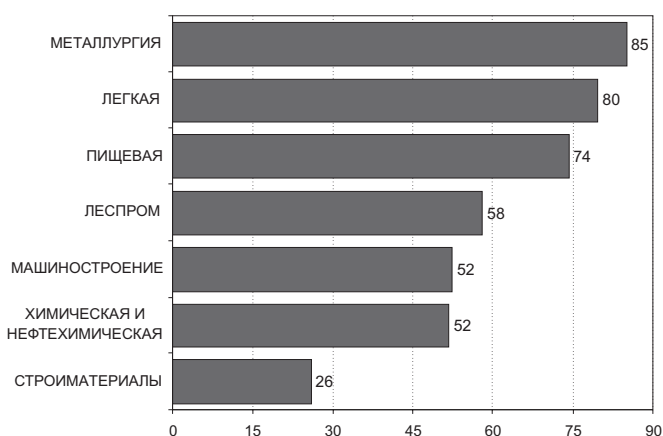
НОРМАЛЬНАЯ ДОСТУПНОСТЬ КРЕДИТОВ ПО ОТРАСЛЯМ В I КВ. 2009 Г., %



НОРМАЛЬНАЯ ДОСТУПНОСТЬ КРЕДИТОВ ПО РАЗМЕРАМ ПРЕДПРИЯТИЙ В I КВ. 2009 Г., %



ДОЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ В ОТРАСЛЯХ, СПОСОБНЫХ РАСПЛАЧИВАТЬСЯ ПО КРЕДИТАМ, %



Наиболее оптимистично оценивают способности своего предприятия выполнять обязательства перед банками директора. Среди них уровень уверенности составляет 68%. Заместители директоров уверены в способностях своего предприятия на 58%, руководители экономических подразделений — на 40%.

Оценка корректности кредитной политики банков

Совместный анализ вопросов о доступности кредитов и способности предприятий платить по ним даёт уникальную возможность оценить обоснованность кредитной политики банков по отношению к промышленным предприятиям в современных условиях. Как показывают расчёты, в 51% случаев доступность кредитов и оценки предприятиями своих способностей платить по ним совпадают. Причём, эта цифра (51%) раскладывается на две интересные составляющие. 33% предприятий имеют низкий (недостаточный, ниже нормы) доступ к кредитам и одновременно признают, что обладают недостаточной способностью расплачиваться по ним, то есть банки правы в своём нежелании ссужать деньги таким предприятиям. И только 18% имеют нормальный доступ к кредитам и имеют достаточно возможностей обслуживать их. В этом случае банки тоже правы, кредитую таких производителей. Таким образом, с точки зрения предприятий, только в отношении половины из них проводится корректная кредитная политика.

Чаще всего корректная кредитная политика проводится банками в отношении предприятий промышленности строительных материалов. Так считают 85% предприятий этой отрасли. И 71% приходится на совпадение негативных оценок кредитоспособности: недоступность кредитов сочетается с неспособностью платить по ним. Только 14% предприятий отрасли имеют нормальный доступ к банковским деньгам и считают, что способны обслуживать кредиты. Как говорится, жестоко, но справедливо.

На втором месте в рейтинге корректности находится легкая, химическая и нефтехимическая отрасли и леспром. Оценки собственной кредитоспособности примерно двух третей предприятий (62 — 66%) в указанных отраслях совпадают с кредитной политикой банков в отношении предприятий этих отраслей. Но структура корректности разная. В легкой промышленности половина предприятий имеет кредиты и считает себя способной платить по ним, а 15% не имеет их и не способна платить. В леспроме ситуация обратная: 52% не имеет нормального доступа к кредитам и не способна обслуживать их, 14% имеет и доступ, и способность оплачивать.



Адекватная кредитная политика проводится банками в отношении только половины машиностроительных заводов. И эта политика скорее жёсткая: 38% машиностроительных предприятий не имеют кредитов, но и признают, что они сейчас им не по карману. И только 15% получают нужные деньги в банках и способны вернуть их. Наименее адекватно отношение банков к металлургическим заводам. Оценки кредитоспособности заёмщиков и кредиторов в этой отрасли совпадают только в 37% случаев: 17% отрасли вполне обоснованно отказано в кредитах, 20% кредиты выданы правильно.



А в 49% случаев кредитная политика банков в российской промышленности ошибочна. Но ошибки кредитной политики могут быть двух типов. Первая ошибка означает, что банки проводят неоправданно жесткую кредитную политику, отказывая в займах тем предприятиям, которые вполне

кредитоспособны. Таких (необоснованно получивших отказ банков) предприятий в российской промышленности 38%. Ошибка второго типа состоит в том, что банки выдают кредиты предприятиям, которые неспособны расплачиваться по ним. Предприятий с ошибочно выданными банками кредитами в российской промышленности 11%. Учитывая сложность и неопределенность текущего момента, доля проблемных прокредитованных предприятий в российской промышленности выглядит, наверное, не очень страшно.

Чаще всего кредитные комитеты банков ошибаются, вынося решение по заявкам металлургических предприятий. В результате 63% заводов отрасли получили ответы, неадекватные своей реальной кредитоспособности. Банки здесь явно перестраховываются, отказывая вполне, как считают, правда, сами просители, надежным заёмщикам. На втором месте по степени «несправедливости» находится пищевая отрасль. Там 43% предприятий необоснованно получают отказ в кредитах, считая себя способным платить по ним. Но 9% производителей продуктов питания имеют нормальный доступ к кредитам, будучи не в состоянии обслуживать займы. Примерно такой же процент ошибок не в пользу банков зарегистрирован и в машиностроении: 10% заводов отрасли допущены к кредитам, но не видят достаточно возможностей платить по ним. А 38% машиностроительных предприятий необоснованно получают сейчас отказы. Единственной отраслью, где доля ошибочно выданных кредитов превышает долю ошибочно невыданных кредитов, оказался леспром. Там баланс ошибок сложился не в пользу банков: 21% предприятий вполне удовлетворены доступностью кредитов, хотя не имеют достаточно возможностей платить по ним, против 13% отлучённых от кредитов, но способных их возвращать. А меньше всего рискованных для себя просчётов банки совершают в отношении предприятий легкой промышленности: только 5% производителей текстиля, одежды и обуви получили кредиты, будучи не в состоянии обслуживать их. И абсолютно не совершают сейчас банки таких ошибок при кредитовании промышленности строительных материалов.

30 марта 2009 г.