



Издательский дом «Вся электротехника»

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ

информационно-аналитический журнал

ISSN 2075-6518



№ 2 (25)

2011

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



ОАО
**СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**

24 Средство от перенапряжений

36 **Определение граничных концентраций**
растворенных газов в масле ШР

44 **Конкурентоспособны ли**
газоизолированные
линии электропередачи?

60 **Исследование работы**
вакуумных генераторных
выключателей

68 **Экспериментальное определение**
характеристик дискретных входов
микропроцессорных терминалов
релейной защиты

80 **Выявление дефектов**
электрооборудования на основе
хроматографической диагностики
и факторного анализа

92 **Демонстрационные проекты**
по интеллектуальным сетям

96 **О сложившемся порядке**
ввода в эксплуатацию
энергообъектов



УНИКАЛЬНАЯ ЗАПАТЕНТОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА
КОРОТКИЕ СРОКИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ
ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫЕ ЦЕНЫ



Завод «КПМ» разрабатывает и производит сухие токоограничивающие реакторы с естественным воздушным охлаждением, предназначенные для работы в энергосистемах на напряжение до 220 кВ с целью ограничения токов короткого замыкания в электрических сетях и сохранения уровня напряжения в электроустановках в случае короткого замыкания. Выпускаются реакторы на ток от 50 до 6000 А с индуктивным сопротивлением от 0,1 до 2,5 Ом. По желанию заказчика могут быть рассмотрены заявки на нестандартные исполнения.

г. Санкт-Петербург, шоссе Революции д. 69
Тел.: 8 (812) 334-91-04
Факс: 8 (812) 334-91-05
Моб.: 8 (911) 218-99-68
www.complectprom.ru
office@complectprom.ru

Завод «КПМ» производит сухие трансформаторы различного типа:

силовые распределительные трансформаторы общего назначения;

преобразовательные трансформаторы для питания электропривода постоянного тока в металлургической, буровой, нефтегазодобывающей и других отраслях промышленности;

сухие трансформаторы для преобразовательных установок городского транспорта (метро, трамвай, троллейбус);

сухие трансформаторы для собственных нужд электростанций и других объектов.



ОТ РЕДАКТОРА

Давно собирались выпустить номер по ограничению перенапряжений – и вот, наконец, добрались и до этой темы. Открывается главный блок требованиями эксплуатации к современным ограничителям перенапряжений. Затем коллектив авторов из Новосибирска представил на ваш суд материал о перенапряжениях при коммутациях вакуумных выключателей. А специалист Департамента высоковольтного оборудования ООО «Сименс» рассказал об уникальном проекте установки линейных подвесных ОПН на участке ВЛ 220 кВ «Центральная – Дагомыс». Кроме того, главная тема номера подержана статьей из блока ПРАКТИКА по исследованию коммутационных перенапряжений, возникающих при коммутациях генераторных выключателями.

В блоке ТЕОРИЯ представляет интерес материал, посвященный вопросу определения граничных концентраций газов в масле нормально работающих реакторов для диагностики их состояния на основе хроматографического анализа газов, растворенных в масле этих аппаратов. Также рекомендуем не пропустить статью с полемическим названием «Конкурентоспособны ли газоизолированные линии электропередачи?». Автор, выпустивший монографию по газоизолированным линиям аж 33 года назад, отнюдь не новичок в этом вопросе, поэтому к его выводу о неправомерности безоговорочной ориентации на применение газоизолированных линий для глубоких вводов электроэнергии в районы крупнейших городов стоит прислушаться.

В блоке ПРАКТИКА как всегда интересен материал рубрики «Оперативный ток». Проведя эксперименты по определению характеристик дискретных входов микропроцессорных терминалов релейной защиты, авторы делают вывод об отсутствии их унификации, и ставят вопрос о необходимости разработки единых требований к дискретным входам.

Не обойдена вниманием неизменная (и, признаемся, излюбленная) тема нашего журнала Smart Grid. В этой рубрике ее ведущий Джесси Берст рассказывает о трех компаниях, которые уже сегодня открывают широкие возможности для производителей оборудования. А в другом материале Джон Дуглас сообщает о первых результатах семилетней программы по интеллектуальным сетям, выполняемой Научно-исследовательским энергетическим институтом (EPRI).

ЭКСПЕРТИЗА посвящена сложившемуся порядку ввода в эксплуатацию энергообъектов – своеобразному катехизису для всех строителей объектов энергетики.

Встретимся летом!

Виктор ПОСОШКОВ,
главный редактор

SIEMENS



Миру нужны ответы для будущего

Именно поэтому мы уже сегодня находим эти ответы
вместе с заказчиками во всем мире.

Именно поэтому мы разрабатываем технологии так, чтобы они служили долго, но требовали меньше ресурсов. Вот почему мы помогаем нашим заказчикам снижать эмиссию CO₂. Вот почему мы даем инновационные ответы, опираясь на один из самых широких в мире портфелей экологически безопасных продуктов и решений.

И вот результат: в мировом рейтинге устойчивого развития Dow Jones наша компания была названа лучшей в отрасли. Кроме того, нас признали лучшей

в мире компаний по рейтингу Carbon Disclosure Project, крупнейшей в мире независимой базы корпоративных данных по глобальному изменению климата.

Конечно, всех ответов у нас нет. Именно поэтому мы продолжаем активную работу в 190 странах мира. В тысячах городов. С десятками тысяч компаний. В энергетике, промышленности и здравоохранении.

Мы работаем во всем мире, чтобы уже сегодня находить и давать ответы для будущего.

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

БЫТЬ В КУРСЕ

- 6 **RUSSIA POWER 2011**
собрала рекордное количество гостей
- 12 **Олег Тимеров: «Для решения проблемы зауженных просек мы предлагаем использовать зарубежный опыт»**
- 14 **Александр Зайц: «В наших техзаданиях на отпайках ответственных линий прописывается установка реклоузеров с пунктами учета»**
- 16 **Отечественная арматура для СИП нового поколения**
Интервью с вице-президентом по маркетингу Производственного объединения «Форэнерго» Деевым А.В.
- 22 **АСТУЭ как инструмент энергосбережения**

ТЕМА НОМЕРА

- 24 **Требования эксплуатации к современным ограничителям перенапряжений.** *Ильина Е.В.*
У потребителя, эксплуатирующего ОПН, неизбежно возникает проблема выбора. Ряд технических параметров ОПН должен выбираться расчетным путем. Автор приводит некоторые общие принципы, которыми представители эксплуатации и проектировщики могут руководствоваться при выборе защитных аппаратов для оборудования.
- 27 **Перенапряжения при коммутациях вакуумных выключателей.** *Базавлук А.А., Сарин Л.И., Михайловский Г.Г., Наумкин И.Е., Гоголюк В.В.*
Показаны неблагоприятные и опасные для электрооборудования процессы в сетях средних классов напряжения во время коммутаций вакуумных выключателей различных производителей. Механические и электрические переходные процессы при коммутациях вакуумных выключателей необходимо рассматривать в едином комплексе. Заявлены технические требования, которые рекомендуется предъявлять к вакуумным выключателям, и предложена методика их проверки.
- 34 **Уникальный проект подвесных ОПН.** *Козлова А.Ю.*
«Сименс» внес свой вклад в подготовку Олимпийских игр 2014 года в Сочи. Для крупнейшего в мире проекта по реконструкции ВЛ 220 кВ «Центральная – Дагомыс» компания поставила 639 подвесных ОПН классом напряжения 500 кВ.

ТЕОРИЯ

- 38 **Определение граничных концентраций растворенных газов в масле шунтирующих реакторов.** *Шиплер О.Ю.*
Шунтирующие реакторы – пример маслonaполненного оборудования, поэтому невозможно проводить оценку технического состояния без оценки качества масла и определения концентраций растворенных в масле газов. Однако эффективность диагностики зависит от точности критериев оценки как самих контролируемых параметров, так и динамики их изменения.
- 44 **Конкурентоспособны ли газоизолированные линии электропередачи?** *Зуев Э.Н.*
Автор показывает, что безоговорочная ориентация на применение газоизолированных линий для глубоких вводов электроэнергии в районы крупнейших городов неправомерна. В качестве конкурирующего варианта следует рассматривать линии, выполненные кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена и оснащенные системами принудительного («форсированного») охлаждения. Техно-экономические преимущества ГИЛ выявляются лишь при расчетных передаваемых мощностях 2000 МВт и выше и при номинальных напряжениях (500 кВ и более).

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

**ОАО СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**

52 Улучшение качества практического применения тепловых моделей электродвигателей

Михалев С.В., Пирогов М.Г.

56 Технологические платформы как формат взаимодействия (проект). Наумов Э.Б.

Основная задача технологической платформы состоит в том, чтобы сформировать общую программу исследований и мобилизовать необходимые государственные и частные ресурсы.

ПРАКТИКА

60 Исследование работы вакуумных генераторных выключателей на Камской ГЭС. Ларин В.С., Лоханин А.К., Матвеев Д.А., Шейко П.А.

В статье приводятся основные экспериментальные результаты исследований коммутационных перенапряжений, возникающих при коммутациях генераторными выключателями, проведенных на ОАО «Камская ГЭС».

68 Экспериментальное определение характеристик дискретных входов микропроцессорных терминалов релейной защиты. Арцишевский Я.Л., Гусев Ю.П., Мельников А.А., Монаков Ю.В., Чо Г.Ч.

МП РЗ имеют преимущества перед электромеханическими РЗ: расширенная функциональность, включая возможности самотестирования и дистанционного контроля; снижение затрат на техническое обслуживание. Однако новое поколение техники обусловило возникновение новых проблем, утверждают коллектив авторов из МЭИ.

76 Промышленные GPRS модемы для построения надежных и высокоскоростных распределенных сетей по технологиям EDGE и 3G

80 Выявление комбинированных дефектов в электрооборудовании на основе хроматографической диагностики и теории факторного анализа. Назарычев А.Н., Зеленцов И.Ю.

Разработан подход по выявлению комбинированных развивающихся дефектов в электрооборудовании на основе метода хроматографической диагностики и теории факторного анализа, позволяющий делать более глубокий и достоверный прогноз о состоянии маслонаполненного оборудования без проведения дополнительных испытаний на основе уже имеющихся данных.

90 Кому достанется самый денежный кусок Smart Grid? Не интеллектуальным счетчикам. Дж. Берст

92 Демонстрационные проекты по интеллектуальным сетям: фокус на интеграции распределенных источников энергии. Джон Дуглас

ЭКСПЕРТИЗА

96 О сложившемся порядке ввода в эксплуатацию энергообъектов. Осика Л.К.

Гражданские и промышленные объекты, в том числе генерирующие источники, производственно-технологическое оборудование вводятся в эксплуатацию согласно процедурам, установленным действующим законодательством.

ЛИЧНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

102 Календарь актуальных событий на июнь-июль 2011 г.



RUSSIA POWER 2011

СОБРАЛА РЕКОРДНОЕ КОЛИЧЕСТВО ГОСТЕЙ

В последних числах марта в Экспоцентре прошла выставка и конференция Russia Power 2011. Впервые одновременно с ней прошла выставка и конференция по гидроэнергетике Hydro Vision Russia 2011, которая продолжает традиции крупнейшего мирового мероприятия отрасли – Hydro Vision (США). Оба мероприятия собрали рекордное количество посетителей – свыше 5,8 тысяч человек.



За три дня работы форума участники смогли оценить достижения и новейшие разработки ведущих российских и иностранных компаний-поставщиков оборудования, генераторов энергии и ее потребителей. Общая площадь экспозиции превысила 3,4 тыс. кв. м, а число экспонентов из более чем 50 стран мира составило свыше 150. Около 85 % из них – отечественные компании, более 11 % – компании стран Евросоюза.

В числе почетных гостей Russia Power 2011 и Hydro Vision Russia 2011 были Министр энергетики РФ Сергей Шматко, председатель правления ОАО «РусГидро» Евгений Дод и генеральный директор ОАО «Атомэнергомаш» Владимир Кашенко, которые высоко оценили экспозицию и программу мероприятий. Они выступили на откры-

том пленарном заседании, задавшем тон всей дальнейшей работе форума. На заседании обсуждалась текущая ситуация в индустрии, проблемы, перспективы и планы модернизации энергетики. Особое внимание было уделено вопросам развития гидроэнергетики. В обращении к собравшимся министр энергетики РФ подчеркнул, что гидроэнергетика, на долю которой приходится порядка 17 % выработанной в 2010 году в России электроэнергии, является инфраструктурной основой инновационного развития российской электроэнергетики, дешевым и экологичным источником энергии. В связи с этим эксперты отрасли отметили своевременность и необходимость проведения в стране ежегодного форума по гидроэнергетике.

Многие экспоненты отметили насыщенную программу и высокий уровень организации мероприятия. «Russia Power была очень интересной выставкой с множеством хороших контактов для нашей компании, мы получили огромное удовольствие и обязательно будем участвовать в мероприятии в следующем году», – сказал Маттео Манджаротти, вице-президент по продажам нового оборудования компании Ansaldo Energia.

Елена Кулясова, директор департамента организации выставок компании «Силовые машины», отметила: «На наш взгляд, это прекрасная возможность встретиться и с нашими партнерами, и с конкурентами, узнать об их делах, предложить наши услуги. Выставка прошла замечательно, и мы обязательно будем участвовать в ней в следующем году».

БЭМП

ПОЛНЫЙ ЦИКЛ ПРОИЗВОДСТВА
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ



ЭНЕРГЕТИКА НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ



Комплектная трансформаторная подстанция КТП(К) 35/6(10)/0,4 «Тайга». Полная заводская готовность от одного производителя.



Сейсмостойкая комплектная трансформаторная подстанция в металлическом блок-модуле КТП(К) 6(10)/0,4 «ТАЙГА» с возможностью подпора воздуха мощностью до 2500 кВа.



Автоматизированная дизельная электростанция ДЭСК «ТУНДРА» мощностью до 1600 кВт.



Полный цикл конструкторской разработки и производства электротехнического оборудования с использованием комплектации ведущих мировых производителей: «Schneider Electric», «ABB», «Siemens» и др.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ХОЛДИНГОВОЙ КОМПАНИИ «ЭЛЕКТРОЗАВОД» НАГРАЖДЕН ПОЧЕТНОЙ ГРАМОТОЙ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РФ

Приказом №31п от 16.02.2011 года за «Большой личный вклад, внесенный в развитие промышленности и многолетний добросовестный труд» генеральный директор ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» Леонид Владимирович Макаревич награжден Почетной грамотой Министерства промышленности и торговли Российской Федерации.



Под руководством Л. В. Макаревича Московский «Электрозавод» преобразовался в крупнейшую в России многопрофильную интегрированную компанию, ориентированную на комплексную реализацию проектов строительства, реконструкции и модернизации объектов энергетики. В настоящий момент предприятия Холдинговой компании «ЭЛЕКТРОЗАВОД» производят более 3,5 тысяч наименований энергетического оборудования: от трансформаторов и реакторов до специализированной коммутационной техники. На предприятиях компании работает свыше 4,5 тыс. человек.

Обновляемая и модернизируемая техническая и производственная база на протяжении многих лет позволяет компании разрабатывать и выпускать высококачественное современное

энергетическое оборудование, востребованное отечественными и зарубежными потребителями.

За последние 10 лет компанией проведена глобальная модернизация производственных мощностей, запущены в эксплуатацию новые заводы по производству новейшего инновационного электротехнического оборудования:

- на базе Производственного комплекса «ЭЛЕКТРОЗАВОД» в Москве создана новая площадка по выпуску мощных трансформаторов;
- в Башкирии набирает обороты крупнейший в Европе завод по выпуску силовых и распределительных трансформаторов, который по уровню технической и технологической оснащенности, организации производства не имеет сегодня аналогов не только в нашей стране, но и в мировой электротехнической промышленности;
- в Уфе завершено строительство нового завода по выпуску высоковольтного коммутационного оборудования, в том числе с элегазовым заполнением (КРУЭ, баковых и колонковых выключателей);
- на базе производственной площадки всемирно известного института трансформаторостроения – ОАО «ВИТ» в Запорожье создано уникальное производство сверхмощных силовых трансформаторов;
- проведена полная модернизация и технологическое перевооружение Уфимского завода «Электроаппарат», обеспечивающего выпуск широкого спектра высоковольтной и низковольтной коммутационной техники, металлоизделий и комплекту-

ющих для производства трансформаторного оборудования.

Компания имеет ряд совместных предприятий с ведущими мировыми и российскими производителями энергетической продукции, что обеспечивает не только высокое качество производимой продукции, но и доступ к новым технологиям, европейский уровень сервисного обслуживания предприятий энергетики.

Сегодня в составе компании современные электротехнические заводы, собственные проектные и научно-исследовательские институты, инженеринговые и сервисные центры с базами в Москве, Уфе и Запорожье (Украина). Компания обеспечивает выполнение полного цикла работ по возведению энергообъектов «под ключ»: разработку проектов, согласование и организацию строительства, поставку, монтаж и пуско-наладку основного и вспомогательного технологического оборудования, ввод объектов в промышленную эксплуатацию и техническую поддержку, включая диагностику состояния и ремонт оборудования.

Холдинговая компания «ЭЛЕКТРОЗАВОД» активно участвует в строительстве и реконструкции объектов российских и зарубежных энергетиков, концерна «Росэнергоатом», «РусГидро», «ФСК ЕЭС», «Холдинг МРСК», региональных энергетических систем, промышленных предприятий, оборонного комплекса и объектов жилищно-коммунального хозяйства. География поставок оборудования марки «ЭЛЕКТРОЗАВОД» насчитывает более 60 стран мира и охватывает все регионы России.



IPNES 2011

ИННОВАЦИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

6–8 сентября 2011

ВП «ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ», МОСКВА, ВВЦ

Ключевые вопросы конференции:

- Что мы понимаем под термином Интеллектуальная энергетика и есть ли у этого понятия будущее?
- Основные направления развития интеллектуальной энергетики
- Цифровая подстанция и глобальная система мониторинга переходных режимов (WAMS и WACS)
- Диагностика электротехнического оборудования и управление ремонтами
- Автоматизация и системы управления распределительными электрическими сетями
- Интеллектуальный учет и энергосбережение
- Распределенная генерация, «чистая энергетика» и системы накопления энергии

www.ipnes-expo.ru

+7 (905) 228-60-05, mda@energyexpert.ru

Конференция проводится в рамках выставок IPNES 2011 и ITenergy 2011

Организаторы:



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Электрификация
национального проекта



МЕТОДЫ КОМПЕНСАЦИИ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ – В ЦЕНТРЕ ВНИМАНИЯ

В ОАО «МРСК Центра» состоялся выездной семинар по вопросам применения современных систем автоматической компенсации емкостных токов замыкания на «землю» в сетях среднего напряжения. Двухдневное мероприятие, организованное Департаментом технического развития электросетевой компании, прошло на базе тверского учебно-производственного центра в рамках реализации комплексной политики ОАО «МРСК Центра» по повышению квалификации специалистов технического блока.

В ходе семинара были рассмотрены способы организации режимов нейтрали в сетях среднего напряжения, вопросы применения высокоомных и низкоомных резисторов, в том числе в сетях с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена, методы измерения параметров фазной изоляции, диагностики контуров нулевой последовательности и определения поврежденных присоединений.

Участники мероприятия познакомились с конструктивными особенностями резисторов, плунжерных дугогасящих реакторов и реакторов с подмагничиванием, достижениями в производстве современных систем управления компенсацией емкостных токов замыкания на землю и определения поврежденных присоединений. Инженеры служб диагностики и служб подстанций ОАО «МРСК Центра» поделились своим опытом эксплуатации дугогасящих реакторов и систем их управления, подтвердили целесообразность комплексного подхода при

организации компенсации емкостных токов замыкания на землю.

Свои технические решения презентовали представители ООО «Болид», ООО «НПП «Бреслер» из Чувашии и подмосковное ОАО «РЭТЗ «Энергия». Специалистов ОАО «МРСК Центра» особо заинтересовал терминал управления дугогасящими реакторами «Бреслер-0107.065» с функциями автоматической настройки (на резонансный режим и на заданный режим компенсации), функциями определения величины и знака расстройки контура, определения величины емкостного тока секции и обнаружения неисправностей реактора. В терминал встроен журнал событий, в котором сохраняются записи о времени пуска режима, проверках и неисправностях, что существенно облегчает работу обслуживающего персонала.

Не менее интересной темой стало обсуждение сравнительных испытаний вакуумных выключателей различных производителей, требований к их техническим характеристикам и конструктивным особенностям, влиянию при коммутациях на уровень перенапряжений в электрической сети и кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Начальник отдела НИОКР и проектных работ Департамента технического развития ОАО «МРСК Центра» Анатолий Хостанцев отметил: «При планировании данного семинара мы ставили перед собой цель как можно более подробно рассмотреть достоинства и недостатки различных типов дугогасящих реакторов, особенности их работы во всевозможных режимах нейтрали сети 6–10 кВ, принципы формирования сигналов систем управления ДГР, методы снижения перенапряжений при однофазных замыканиях, возможные варианты и области применения высокоомных и низкоомных резисторов. Нам это удалось в полной мере, встреча получилась интересной и плодотворной».





Динамика

научно-производственное предприятие

НПП "Динамика"

более 20 лет является лидером в России по разработке, производству и продаже современных испытательных установок для диагностики различного электрооборудования в электроэнергетике, нефтегазовой отрасли, на энергоёмких промышленных предприятиях и дистанциях электроснабжения.

Свыше 24 000 приборов серии РЕТОМ находятся в эксплуатации на 3 800 предприятиях, специалисты которых по достоинству оценили мобильность, многофункциональность и высокоточность производимого НПП "Динамика" оборудования.

- ◆ НПП «Динамика» гарантирует качество и надежность поставляемого оборудования в течение 5 лет!
- ◆ Линейку производимых предприятием устройств пополнил новый вольтамперфазометр РЕТОМЕТР-М2, который благодаря своим техническим и весогабаритным показателям не имеет аналогов в России.
- ◆ В стандартном ПО испытательных комплексов РЕТОМ-61(51) появились новые программы "Генератор тестов" и "РЕТОМ-Мастер", а также программа проверки дифференциальных защит трансформаторов (дополнительно для РЕТОМ-61).
- ◆ Для комплексов РЕТОМ-61(51) расширен перечень специальных программ.
- ◆ НПП «Динамика» проводит бесплатные курсы в специально оборудованном учебном классе предприятия, а также выезжает на энергообъекты для проведения бесплатного обучения сотрудников энергетических служб работе с приборами.

Оцените и вы преимущества, которые предоставляет вся гамма приборов серии РЕТОМ!



РЕТОМ-61

универсальный испытательный комплекс нового поколения для проверки сложных устройств релейной защиты и автоматики



РЕТОМ-51

универсальный испытательный комплекс для проверки сложных устройств релейной защиты и автоматики



РЕТОМ-B4m

универсальный испытательный комплекс для проверки ВЧ-аппаратуры. Мобильная ВЧ-лаборатория



РЕТОМ-21

универсальный испытательный комплекс для проверки первичного и вторичного электрооборудования



РЕТОМ-30КА

испытательный комплекс для прогрузки первичным синусоидальным током до 30 кА. Совместно с выпрямительным блоком РЕТ-6КА выдает постоянный ток до 6 кА



РЕТОМ-6000

прибор для проверки электрической прочности изоляции повышенным напряжением до 6 кВ



РЕТОМЕТР-М2

цифровой карманный вольтамперфазометр нового поколения



РЕТ-МОМ

микроамметр, сочетающий в себе не только функции микрометра, но и миллиметра

НОВИНКА!



Лето 2010 и зима 2010–2011 принесли немало хлопот энергетикам, причем одной из основных причин стали деревья. Много разговоров велось о необходимости увеличения нормативной ширины просек. Вылилось ли это в какие-то решения? Как решает проблему ОАО «МРСК Северо-Запада»? С такими вопросами мы обратились к начальнику департамента эксплуатации и ремонта Олегу Владимировичу Темерову.

ОЛЕГ ТЕМЕРОВ: «ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ЗАУЖЕННЫХ ПРОСЕК МЫ ПРЕДЛАГАЕМ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ – ВЫДЕЛЯТЬ ЛЕСОСЕКИ ВДОЛЬ ТРАСС ВЛ»



ОАО «МРСК Северо-Запада» эксплуатирует более 169 тыс. км воздушных линий электропередачи, в том числе более 128 тыс. км ВЛ напряжением 0,4–20 кВ. Конструктивно большая часть ВЛ выполнена на ж/б опорах (около 70 %), 27 % – на деревянных опорах, 3 % – на металлических. Основная часть ВЛ была построена в 70-е годы прошлого века и к настоящему времени полностью выработала свой ресурс. Физический износ ВЛ составляет на сегодняшний день более 60 %.

Проектные решения 60–70-х годов по конструктивному и схемному исполнению ВЛ, не отвечающие современным требованиям, в сочетании с достигнутым к настоящему времени высоким уровнем физического износа предопределили низкую устойчивость электрических сетей к воздействию природных явлений. Существующие недостаточные объемы нового строительства, ТПиР ВЛ не позволяют замедлить темпы роста физического износа, требуют высоких эксплуатационных затрат на поддержание объектов в работоспособном состоянии. Недостаточными темпами ведется внедрение современного оборудования, материалов и технологий для эксплуатации ВЛ. Так, по состоянию на 01.01.2011 в эксплуатации ОАО «МРСК Северо-Запада» находится 3,5 тыс. км провода СИП в сетях 0,4–20 кВ, что составляет

менее 3 % от общего объема эксплуатируемых ВЛ 0,4–20 кВ.

Высокий уровень физического износа требует повышенного внимания к выработавшим эксплуатационный ресурс элементам ВЛ, в частности, необходимо специализированное обследование ж/б и металлических опор ВЛ, фундаментов опор, линейной арматуры с выявлением дефектов и определением остаточного ресурса конструктивных элементов.

Особое внимание в МРСК Северо-Запада уделяется расчистке трасс ВЛ от древесно-кустарниковой растительности. Общая площадь просек ВЛ, проходящих по землям лесного фонда, составляет порядка 160 тыс. га. В зависимости от интенсивности роста древесно-кустарниковой растительности цикл расчистки просек составляет от 6 до 12 лет. Ежегодный объем расчистки просек ВЛ всех классов напряжения составляет в среднем 10–12 тыс. га ежегодно. В связи с отсутствием высокопроходимой, надежной и производительной автотехники процесс расчистки преимущественно производится ручным способом, что является неэффективным.

Кроме того, с принятием нового Лесного кодекса у энергетиков возникло множество проблем при организации плановых и аварийно-восстановительных работ на трас-



сах ВЛ. Разнотечения документов законодательства по лесопользованию позволяют трактовать отдельные статьи законов каждому хозяйствующему субъекту по-своему. Несмотря на внесенные в Лесной кодекс поправки, проблемы во взаимодействии между эксплуатирующими ВЛ организациями и органами лесного хозяйства имеют место.

В Лесном кодексе необходимо четко разделить правила использования лесов при строительстве, реконструкции и эксплуатации ВЛ. При новом строительстве ЛЭП или реконструкции (требующей расширения просеки до нормативной) земля под опорами ЛЭП оформляется в аренду, а остальная часть трассы ВЛ под проводами должна быть оформлена как особая зона эксплуатации лесных участков и передана владельцу ЛЭП в бессрочное пользование.

Все регламентные работы на трассах ВЛ (расчистка трассы от древесно-кустарниковой растительности, обходы и осмотры, плановые и аварийно-восстановительные работы и др.) должны выполняться без предоставления в пользование (аренды) лесных участков и согласования с лесохозяйственными организациями.

Кроме того, необходимо ввести ответственность лесохозяйственных организаций за ущерб, нанесенный имуществу электро-сетевой компании в результате падения деревьев из-за пределов просеки на провода ВЛ.

Ежегодно при плановых работах по расчистке просек и осмотрах ВЛ вырубается порядка 15 000 деревьев, находящихся за пределами просек и угрожающих падением на провода ВЛ из стенки леса. Несмотря на принимаемые меры по вырубке угрожающих деревьев, отключение ВЛ из-за упавших из-за края просеки деревьев остается основной причиной технологических нарушений со всеми вытекающими последствиями.

События, происходившие в Подмосковье в декабре 2010 – январе 2011 года еще раз подтвердили актуальность общей для всех МРСК проблемы эксплуатации зауженных просек ВЛ. Решение этой проблемы требует значительных финансовых и временных затрат. Так, если стоимость расчистки 1 га просеки в среднем составляет в ОАО «МРСК Северо-Запада» порядка 15 тыс. рублей, то стоимость расширения просеки с учетом затрат на разработку проекта освоения лесов и арендной платы может составлять в Северо-Западном регионе до 200 тысяч рублей за 1 га. При потребности ОАО «МРСК Северо-Запада» в расширении просек в объеме почти 24 000 га для приведения их

в соответствие требованиям ПУЭ-7, потребуется порядка 5 млрд. руб. Изыскать указанные денежные средства для включения в ИПР в полном объеме работ по расширению просек не представляется возможным.

В инвестиционные программы ОАО «МРСК Северо-Запада» включаются работы по расширению просек только приоритетных ВЛ (питающие ответственных потребителей, типовые ВЛ и др.), аварийное отключение которых может привести к соответствующим последствиям. Инвестиционной программой ОАО «МРСК Северо-Запада» 2011 года и долгосрочной ИПР 2012–2016 годов предусмотрены работы по расширению просек ВЛ 35–220 кВ в объеме 5000 га.

Решением проблемы повышения надежности работы ВЛ 6–20 кВ является замена голого провода на изолированный, что по затратам сопоставимо с затратами на расширение просек до объемов, позволяющих избежать падение деревьев на провода ВЛ. Так, затраты на расширение просеки площадью 5 Га (вдоль трассы ВЛ длиной 1 км на ширину 50 метров) составят порядка 1 млн. рублей. Ориентировочно, такую же сумму нужно потратить на реконструкцию 1 км ВЛ 6–20 кВ с заменой голого провода на изолированный. Однако, подобная реконструкция позволит не только избежать необходимости расширения просек, но и уменьшить их ширину с последующим снижением затрат на поддержание просек (расчистку от древесно-кустарниковой растительности) в нормальном состоянии.

На ВЛ 35 кВ также возможно применение изолированного провода. При этом, учитывая более высокую стоимость реконструкции ВЛ 35 кВ по сравнению с ВЛ 6–20 кВ, в каждом конкретном случае необходимо выполнение технико-экономического обоснования.

Для ВЛ напряжением 110 кВ и выше альтернативой расширению просек может служить выполнение работ по внесению конструктивных изменений в оборудование ЛЭП (например, увеличение высоты опор). При этом целесообразность применения тех или иных мероприятий также требует технико-экономического обоснования.

Для решения проблемы зауженных просек, можно воспользоваться опытом отдельных государств, где органы лесного хозяйства обязаны выделять лесосеки лесозаготовительным организациям преимущественно вдоль трасс ВЛ. Таким образом, плановые рубки леса, с одной стороны, не наносят ущерба лесному хозяйству, с другой – способствуют расширению трассы ВЛ.

Недавно по Холдингу МРСК вышло письмо, содержащее рекомендации применять реклоузеры в целях повышения надежности электроснабжения. В связи с этим планируется ли какая-либо программа в ОАО «МРСК Северо-Запада»? С таким вопросом мы обратились к начальнику департамента технического развития Александру Артуровичу Зайцу.

АЛЕКСАНДР ЗАЙЦ: «В НАШИХ ТЕХЗАДАНИЯХ НА ОТПАЙКАХ ОТВЕТСТВЕННЫХ ЛИНИЙ ПРОПИСЫВАЕТСЯ УСТАНОВКА РЕКЛОУЗЕРОВ С ПУНКТАМИ УЧЕТА»

В ОАО «МРСК Северо-Запада» в 2009 году принят Стандарт организации СТО 01.БЗ.01-2009, Система менеджмента качества, Схемы электрических сетей, Основные принципы построения схем электрических сетей 0,4–10 кВ.



В части применения реклоузеров при построении сети Стандарт рекомендует следующее:

4.1.3 Основным принципом построения сетей с ВЛ 10 кВ следует принимать магистральный принцип, предусматривающий построение (формирование) магистральных линий электропередачи в разветвленной сети между двух центров питания через точку потокораздела (пункт автоматического включения резерва), с обеспечением нормированного качества напряжения всех потребителей при отключении одного из центров питания в послеаварийном режиме. Магистральный принцип создает условия для обеспечения надежного электроснабжения электроприемников.

4.1.4 Магистраль линии 10 кВ должны иметь секционирующие пункты.

4.3.3 Схема фидера строится по магистральному принципу: к магистрали линии присоединяются трансформаторные подстанции 10 кВ; как на магистрали, так и на ответвлениях линии должны устанавливаться секционирующие коммутационные аппараты (включатели для автоматического секционирования, разъединители, выключатели нагрузки).

4.5.1 При выборе количества и мест установки автоматических коммутационных аппаратов (АКА) в первую очередь должны быть рассмотрены мероприятия по обеспечению надежным электроснабжением потребителей I категории, в том числе местное резервирование электроснабжения потребителя I категории.

Выбор количества и мест установки автоматических коммутационных аппаратов, обеспечивающих нормативы надежности электро-

снабжения потребителей II и III категорий, производится в зависимости от суммарной длины и расчетной нагрузки линии 10 кВ, наличия на линии 10 кВ потребителя I категории.

При этом максимальная длина участка линии (включая ответвления), к которому присоединены эти потребители, ограниченная автоматическими коммутационными аппаратами, во всех случаях не должна превышать 12 км.

4.5.2 Пункты секционирования с выключателями и пункты автоматического включения резерва с устройствами телесигнализации и телеуправления необходимо устанавливать:

- на магистральных линиях 10 кВ;
- на протяженных ответвлениях (при наличии технико-экономического обоснования).

Пункт автоматического включения резерва, секционирующие пункты, включатели для автоматического секционирования, автоматические коммутационные аппараты – функции этих аппаратов сейчас выполняют реклоузеры 6–10 кВ.

Исходя из вышесказанного техническими специалистами ОАО «МРСК Северо-Запада» в выдаваемых технических заданиях на проектирование распределительных сетей 6–10 кВ при реконструкциях, новом строительстве в точках раздела магистралей, на отпайках ответственных линий прописывается установка реклоузеров, реклоузеров с пунктами учета.

В настоящее время в филиале «Комиэнерго» установлены реклоузеры 35 кВ Чебоксарского электромеханического завода.

С 2012 года начнет выпускать компактные реклоузеры 35 кВ Таврида Электрик.

ПУНКТ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПКУЭ

ПКУЭ предназначен для организации коммерческого учета активной и реактивной электрической энергии переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 6 (10) кВ на границах балансовой принадлежности, проходящей по воздушным ЛЭП.

ПКУЭ состоит из 2-х частей:
высоковольтного
и низковольтного модуля.

Функции:

- Учет потребления электроэнергии и мощности.
- Контроль нагрузки и параметров электрической сети.
- Передача учтенной информации по беспроводным каналам связи на диспетчерский пункт или в АСКУЭ.

На основе данных, формируемых ПКУЭ, решаются задачи расчета потерь, сведения баланса электрической энергии и выявления фактов хищения электроэнергии.

Конструкция низковольтного модуля разработана по принципу термоса, что позволяет эксплуатировать его при температуре до -45°C без термостатирования.

ПКУЭ позволяет исключить влияние феррорезонанса, возникающего в сетях 6-10 кВ, или добиться существенного снижения его влияния (в зависимости от исполнения).

ПКУЭ имеет расширенные коммуникационные возможности:

- Синхронизация времени счетчика по каналу GSM/GPRS (благодаря встроенному коммуникатору GPC).
- Использование как статических, так и динамических IP-адресов.
- Отказ от модемного пула в центре сбора данных.
- Контроль работоспособности ПКУЭ в реальном времени.



ОТЕЧЕСТВЕННАЯ АРМАТУРА ДЛЯ СИП НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

В конце 90-х годов в энергетике России началось активное внедрение самонесущих изолированных проводов (СИП) при строительстве ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 6–10 кВ. До начала 2000-х годов при строительстве таких ВЛ альтернативы применению импортных проводов и арматуры не было в принципе. Сегодня практически все ВЛИ и ВЛЗ строятся в России с применением только отечественных проводов. С вопросами о том, как сегодня развивается процесс импортозамещения линейной арматуры для СИП в России, мы обратились к вице-президенту по маркетингу Производственного объединения «Форэнерго», в состав которого входят такие ведущие российские предприятия арматурно-изоляционной подотрасли, как ЗАО «МЗВА», ЗАО «Инста», ЗАО «ЮМЭК» и др., Дееву Андрею Валерьевичу.



Энергоэксперт. Андрей Валерьевич, скажите с какого момента можно говорить о появлении отечественной линейной арматуры, способной составить достойную конкуренцию ведущим зарубежным брендам, и какие успехи в области импортозамещения сегодня достигнуты?

Андрей Деев. К 2003 году на ЗАО «МЗВА» было закончено освоение в серийном производстве всей необходимой линейной арматуры для монтажа ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 6–10 кВ, что полностью устранило элемент импортозависимости в вопросах строительства современных ВЛ с СИП в России. И уже на тот момент продукция завода стала пользоваться устойчивым спросом у потребителей. Так, с этого момента подразделение ОАО «Газпром» полностью прекратили закупки импортной арматуры

для строительства вдоль трассовых линий электроснабжения новых газопроводов. А согласно открытым результатам конкурентных переговоров, проведенных ОАО «Холдинг МРСК» в конце 2010 года, по объемам продаж в России «МЗВА» сегодня уверенно вошел в тройку крупнейших производителей арматуры для СИП, наряду с такими известными зарубежными компаниями, как NILED (Франция) и ENSTO (Финляндия).

ЭЭ. Расскажите, пожалуйста, с чего началось создание отечественной линейной арматуры для СИП в начале 2000-х годов и как совершенствуется она сегодня?

А.Д. На первом этапе разработки и производства арматуры для СИП в качестве прототипов заводом использовались образцы арматуры зарубежного производства. Сегодня на предприятии накоплен большой практический опыт производства и применения данной арматуры. Поэтому новое поколение арматуры для СИП производства «МЗВА» разработано и выпускается с учетом уже имеющегося опыта эксплуатации, пожеланий специалистов энергосистем, изучения лучших мировых достижений и значительно возросшего технологического уровня производства ЗАО «МЗВА». Кстати, новая линейная арматура СИП легко узнаваема. Она разработана и выпускается в рамках инновационной программы «Арматура нового поколения» и имеет соответствующую маркировку на изделиях

и упаковке. Многие конструктивные и технологические решения, используемые заводом при производстве арматуры для СИП в рамках вышеуказанной программы, запатентованы, а сами изделия по ряду параметров превосходят продукцию зарубежных производителей. И, конечно же, новая арматура МЗВА разработана с учетом требований международного стандарта CENELEC, а также отечественного ГОСТ Р 51177.

ЭЭ. На какие моменты в производстве арматуры заводом обращается сегодня наиболее пристальное внимание?

А.Д. При разработке и производстве арматуры особое внимание уделяется выбору материалов. Сегодня нами применяются: высокопрочные коррозионностойкие алюминиевые сплавы, экструдированный алюминиевый профиль, специальные конструкционные ударопрочные пластики, в основном, зарубежного производства с улучшенными физико-механическими и электрическими свойствами, а также стойкостью к воздействию атмосферных факторов, таких как температура, влажность, УФ-излучение и других. Выбор надежного материала – одно из главных условий надежной работы арматуры в течение всего срока службы.

К сожалению, в последние годы в России появилось большое количество предложений арматуры для СИП, как правило, из Юго-Восточной Азии, производители которой выбирают

для производства дешевые материалы, в том числе пластики, которые не обеспечивают надежность арматуры даже в течение 5–10 лет. Зачастую такая арматура рекламируется, как арматура нового отечественного производства, что совершенно не соответствует действительности.

ЭЭ. *А как можно отличить предложения таких «отечественных» производителей?*

А.Д. Вряд ли я открою большую тайну, если скажу, что реально в России кроме МЗВА сегодня серийно выпускает арматуру только еще одно предприятие – Великолукский завод «Радиоприбор», объемы производства которого, к сожалению, нельзя назвать значительными. Но эти люди достойны уважения – они реально бьются за развитие промышленности в России. Все остальное – это аутсорсинг из стран Юго-Восточной Азии, например, Китая.

ЭЭ. *Какие современные технологии, применяемые на МЗВА, позволяют ему успешно конкурировать с именитыми зарубежными производителями?*

А.Д. Безусловно, гордостью завода является его литейное производство. Для производства пластиковых деталей арматуры применяются самые современные автоматизированные высокопроизводительные литьевые термопластавтоматы. Хорошо развиты технологии кокильного литья с использованием высокопрочных алюминиевых сплавов. Для изготовления магистральных анкерных зажимов и кронштейнов, а также прокалывающих элементов герметичных ответвительных зажимов на заводе производится разнообразная механическая обработка алюминиевых профилей, изготовленных способом экструзии. После сборки обязательным условием является упаковка линейной арматуры в надежную и компактную тару, обеспечивающую удобство хранения и транспортировки.

ЭЭ. *Как осуществляется контроль качества продукции на заводе?*

А.Д. Контроль качества продукции на всех этапах производства осуществляется специалистами ОТК завода и заводской испытательной лаборатории. Готовая продукция про-

ходит всесторонние испытания в испытательном центре завода с учетом требований стандарта CENELEC. Кроме всесторонних механических испытаний арматуры, в испытательном центре проводятся различные электрические испытания, в том числе определение относительного сопротивления электрического контакта в ответвительных прокалывающих зажимах после нагрева номинальным и полуторным по значению током, током термической стойкости, а также после термического старения по ГОСТ Р 51155-98. Испытания на электрическую прочность ответвительных прокалывающих зажимов с использованием специального оборудования при напряжении 4 и 6 кВ с полным погружением зажимов в воду.

ЭЭ. *Есть ли сегодня какие-то справочные материалы, облегчающие применение продукции завода уже на этапе проектирования ВЛ?*

А.Д. С применением арматуры ЗАО «МЗВА» филиалом ОАО «НТЦ Электроэнергетики» РОСЭП разработан ряд наиболее современных типовых проектов для ВЛИ 0,4 кВ с проводами СИП-2: шифр 26.0085 (Альбом 1, Альбом 2) и шифр 21.0112. Предприятием также ежегодно выпускаются обновленные каталоги продукции.

ЭЭ. *Риторический вопрос: чего не хватает для более широкого внедрения отечественной арматуры для СИП?*

А.Д. Если коротко – то, наверное, если так можно выразиться, политической воли. На закупки импортной линейной арматуры энергетиками России за последние 10 лет было потрачено более 15 миллиардов рублей, которые, по сути, были инвестированы в развитие зарубежной промышленности, совершенствование технологий и создание новых высокооплачиваемых рабочих мест для граждан развитых стран Европы. Применяя отечественную арматуру для СИП, вы поддерживаете многие отрасли отечественной экономики. Развиваете производство и современные технологии в России, создаете новые рабочие места, повышаете доходы и благосостояние российских граждан, в том числе и в электроэнергетике, так как увеличение объемов производства ведет к



Московская область



Испытания на электрическую прочность ответвительных прокалывающих зажимов, с полным погружением в воду



Литейный цех пластмасс

росту энергопотребления и, соответственно, к необходимости развития генерирующих мощностей и электрических сетей нашей страны.

ЭЭ. *Будем надеяться, что энергетики России вас услышат.*

А.Д. Я тоже на это надеюсь, и, пользуясь случаем, приглашаю всех желающих посетить завод. Ну а кому в такую командировку отправиться затруднительно, рекомендую ознакомиться с сайтом предприятия (www.mzva.ru), где размещено много фото- и видеoinформации, и совершить виртуальную экскурсию по заводу.

«ИНДАСТЕК» ПРОДОЛЖАЕТ РЕАЛИЗАЦИЮ КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ В ПРИАМУРЬЕ

Компания «Индастек» продолжает участвовать в работах по реконструкции и строительству электросетевых объектов Приамурья. Развитие электроэнергетики Дальнего Востока в целом, а Приамурья в частности – одна из ключевых задач, поставленных Президентом перед Правительством России с целью привлечения иностранного капитала, увеличения числа рабочих мест, социального развития этого стратегически важного региона. Особое внимание уделяется развитию электросетевого комплекса: строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи.

В 2011 году компания «Индастек» реализует амбициозную программу по вводу в эксплуатацию сразу нескольких масштабных проектов по строительству линий электропередачи.

С целью реализации федеральной программы мероприятий по обеспечению выдачи мощности Зейской ГЭС, а также увеличению пропускной способности сетей в восточном направлении для повышения надежности электроснабжения потребителей Амурской энергосистемы продолжается строительство воздушной линии (ВЛ) 220 кВ «Ключевая–Магдагачи».

По словам заместителя генерального директора компании «Индастек» Андрея Казаченко: «полностью завершены работы по вырубке просеки для строительства этой воздушной линии. Площадь просеки составляет 293 га. В соответствии с графиком работ ведется монтаж фундаментов и установка опор, а также монтаж провода. Начаты работы по расширению открытых распределительных устройств (ОРУ) на подстанциях «Ключевая» и «Магдагачи».

Общая протяженность линии ВЛ 220 кВ «Ключевая–Магдагачи» составляет 54,6 км. В ходе строительных работ будет смонтировано 201 опоры. Строительство ведется с учетом географических и климатических особен-



ностей региона, в котором встречаются участки леса, выходы скальных пород, ослабленные грунты, пойменные участки рек, участки многолетней мерзлоты, а также с учетом возможной сейсмической активности. В связи со сложным рельефом местности на трассе имеется 14 углов поворота. Линия электропередачи пройдет по территории Зейского и Магдагачинского районов Амурской области.

Продолжаются строительные работы воздушной линии электропередачи (ВЛ) 500 кВ «Амурская – Хэйхэ» до государственной границы. Выполнение всех строительно-монтажных работ позволит реализовать первый этап инвестиционного проекта, призванного увеличить экспорт электроэнергии из России в Китай с 1 до 4,5–5 миллиардов киловатт часов в год.

В ходе строительства, в соответствии с графиком работ вырублено 655 Га просеки, смонтировано 430 опор, 95 км провода и грозозащитного троса, обеспечены пересечения с действующими линиями электропередачи и автомобильными магистралями. По словам управляющего директора «Индастек» Андрея Лукьянченко: «Невзирая на тяжелые погодные условия и сложный рельеф местности, все работы выполняются в строгом соответствии с графиком. Сроки выполнения работ находятся под пристальным вниманием не только заказчика, но и федерального руководства, ведь они установлены межправительственным Договором с КНР».

До конца года «Индастек» выполнит все взятые на себя обязательства. Руководство компании уверено, что Программа реновации распределительного комплекса Приамурья будет выполнена.

15—18 ноября
2011 года
г. Красноярск



сибирь
международный
выставочно-деловой центр
имени Карена Мурадяна

XVIII специализированная выставка

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

энергетика автоматизация светотехника

Электротехника

Автоматизация

Электроника

Робототехника

Приборостроение

Энергетика

Теплоэнергетика

**Энерго-
и ресурсосбережение**

Светотехника

Официальная поддержка



Генеральный информационный партнер



Официальный информационный партнер



Специальный информационный партнер



Информационная поддержка



**XI Всероссийская
научно-практическая конференция
«Энергоэффективность
систем жизнеобеспечения
города»**

МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19,
тел.: (391) 22-88-401, 22-88-612,
22-88-611 (круглосуточно),
эл. почта: iva@krasfair.ru, vital@krasfair.ru,
kashirina@krasfair.ru,
сайт: www.krasfair.ru

ИННОВАЦИИ МИРОВОГО МАСШТАБА

ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» доказывает конкурентоспособность российских разработок на международном уровне и готовность к решению новых инновационных задач.

В 1996 году заводу «Уралэлектротяжмаш» (с 2009 г. переименован в ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш») в содружестве с Институтом физики высоких энергий (г. Протвино, Московская обл.) было предложено принять участие в проекте мирового масштаба, позволяющем расширить границы ядерной физики.

Этот проект является самой сложной экспериментальной установкой в истории человечества. Он был назван LHC – Large Hadron Collider – Большой

адронный коллайдер (БАК) и находится на территории Швейцарии и Франции. В проекте задействованы десятки тысяч человек из самых разных стран и организаций. Исследования координирует Европейский центр ядерных исследований (CERN). Ожидается, что данные БАК приведут к бурному развитию физики элементарных частиц, что скажется на всей физике в целом.

Как известно, Большой адронный коллайдер – ускоритель заряженных частиц на встречных пучках, предна-

значенный для разгона протонов и тяжелых ионов (ионов свинца) и изучения продуктов их соударений.

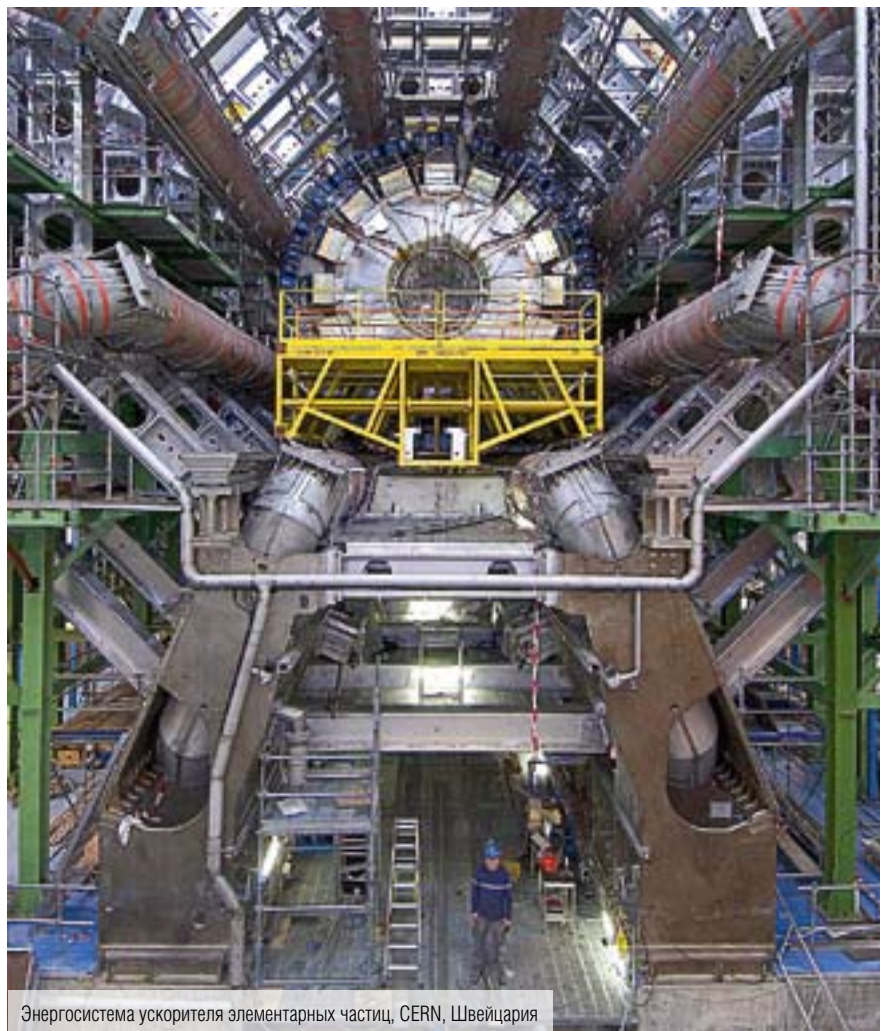
После каждого эксперимента по столкновению частиц на 27-километровом кольце коллайдера необходимо надежно вывести всю запасенную энергию (около 7,5 ТэВ) из сверхпроводящих магнитов и погасить ее на огромном гасящем резисторе. Проблему сверхнадежного переключения и защиты всех цепей сверхпроводящих магнитов и предстояло решить специалистам инженерного центра ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш».

Предложение о сотрудничестве поступило не случайно. Завод «Уралэлектротяжмаш» с 1943 года выпускает выключатели постоянного тока и славится надежной работой своего оборудования. На сегодняшний день изготовлено более 121000 единиц с географией поставок по всему миру.

Задача, поставленная перед специалистами предприятия, была крайне ответственная и непростая. Необходимо было создать уникальные защитные выключатели специального исполнения, не имеющие мировых аналогов – сверхбыстродействующие, сверхнадежные, защищенные от действия радиации.

Техническое решение было разработано специалистами собственного инженерного центра, после чего в 1999 г. было полностью согласовано техническое задание и заключен договор на поставку опытной партии выключателей.

В рамках этого проекта были проведены всесторонние исследования, и на основе этого разработана и изготовлена опытная партия двух типов выключателей ВАБ-49-4000/10-Л-С-УХЛ4 и ВАБ-49-4000/2-Л-С-УХЛ4 для системы вывода энергии из сверхпроводящих магнитов БАКа, в которых были внедрены ряд уникальных технических



Энергосистема ускорителя элементарных частиц, CERN, Швейцария

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

решений. Затем данные выключатели успешно прошли испытания в независимом европейском испытательном центре в столице Чехии Праге.

Рассмотрев предложения других производителей, специалистами центра CERN был сделан выбор в пользу выключателей «Уралэлектротяжмаш», так как они единственные **полностью** соответствовали **всем** техническим требованиям и доказали свою надежную работу.

В результате, с 2000 по 2005 г. было выпущено и отгружено 300 выключателей. На данный момент 256 из них установлены в туннеле БАКа на глубине около 100 метров и успешно защищают цепь из 154 сверхпроводящих магнитов (каждый магнит имеет стоимость 1 миллион швейцарских франков) при штатных и аварийных режимах работы. Большой адронный коллайдер имеет восемь таких дипольных цепей.

Высокая надежность работы выключателей (99,95 %) и повышенная износостойкость полностью удовлетворяют требованиям CERN. Это подтверждает письмо руководителя подразделения защиты сверхпроводящих магнитов CERN Кнуда Дахлера-Петерсена от 27.12.2010 г.: «...Резуль-

Установка ВАБ-49 в цепи управления и защиты оборудования ЛНС (БАК)



таты различных испытаний на износостойкость, производимых в CERN и еще где-либо, с момента ввода в эксплуатацию и за время эксплуатации Большого адронного коллайдера с током до 11 кА постоянного тока, были весьма убедительны. Не наблюдалось ни одного отказа! Работа выключателей нас полностью удовлетворяет, при этом бесперебойность работы системы составляет 99,95 %...».

Участвуя в таких сложных и ответственных проектах, ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» доказывает конкурентоспособность российских разработок на международном уровне и готовность к решению новых инновационных задач. Таким образом, предприятие всецело поддерживает и вносит свой вклад в осуществление идеи инновационного развития экономики России.

ЭНЕРГОМАШ

(Екатеринбург)

УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ

ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш»

Екатеринбург, ул. Фронтových бригад, 22
www.energomash.ru • www.uelm.ru

ТРАНСФОРМАТОРНО-РЕАКТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



ТРАНСФОРМАТОРЫ:

Масляные силовые и преобразовательные
Сухие распределительные и преобразовательные
Сухие с литой изоляцией

РЕАКТОРЫ:

Масляные и сухие различного назначения

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ элегазовые баковые и колонковые

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ автоматические быстродействующие

ТРАНСФОРМАТОРЫ тока и напряжения

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ трех- и однополюсные

ЗАЗЕМЛИТЕЛИ однополюсные

Тел. (343) 324-54-09 Факс (343) 324-59-03
E-mail: tro_cmc@energomash.ru

Тел. (343) 324-51-23 Факс (343) 324-58-02
E-mail: vva_cmc@energomash.ru

АСТУЭ КАК ИНСТРУМЕНТ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Автоматизированный учет электроэнергии – один из основных инструментов управления процессами энергосбережения. Он позволяет снизить трудозатраты на сбор и обработку показаний приборов учета и повысить достоверность получаемой информации. До сих пор наиболее актуальными были системы коммерческого учета, устанавливаемые на границе балансовой принадлежности и необходимые для справедливых расчетов между поставщиками и потребителями энергоресурсов. Однако они непригодны для определения эффективности потребления энергоресурсов технологическими и структурными подразделениями предприятия. Для внутреннего аудита и контроля энергоресурсов непосредственно в местах их потребления (отдельные производства, цеха, участки, отдельные виды продукции и т.д.) предназначена система технического учета (АСТУЭ).

Полученная с помощью АСТУЭ информация позволяет, во-первых, выявить неэкономичное использование электрической энергии, включая факты воровства энергоресурсов, и, как результат, дает основания для замены оборудования на более энергоэффективное, изменения графика определенного вида работ и смены тарифа с целью снижения энергозатрат. Во-вторых, расширяет возможности анализа финансово-экономической деятельности предприятия (при расчете себестоимости продукции, затрат на хозяйственные нужды и т.д.) и облегчает планирование потребления электроэнер-

гии. Окупаемость АСТУЭ зависит как от эффективности изначальной системы энергопотребления, так и от доли электроэнергии в себестоимости продукции и точности определения очагов потерь электроэнергии.

Будучи системой, АСТУЭ включает в себя три уровня:

- нижний: первичные приборы учета (первичные преобразователи, счетчики) и регистраторы;
- средний: устройства связи и устройства сбора и передачи данных (УСПД), которые осуществляют регламентированный опрос счетчиков, консолидацию полученных данных и их промежуточное резервное хранение и передачу данных на верхний уровень;
- верхний: централизованный сервер и клиентское АРМ, где сервер осуществляет архивирование данных точек учета, обработку информации с УСПД и серверов нижнего уровня и обработку запросов от клиентских АРМ верхнего уровня, а АРМ представляет результаты измерений и формирует отчеты.

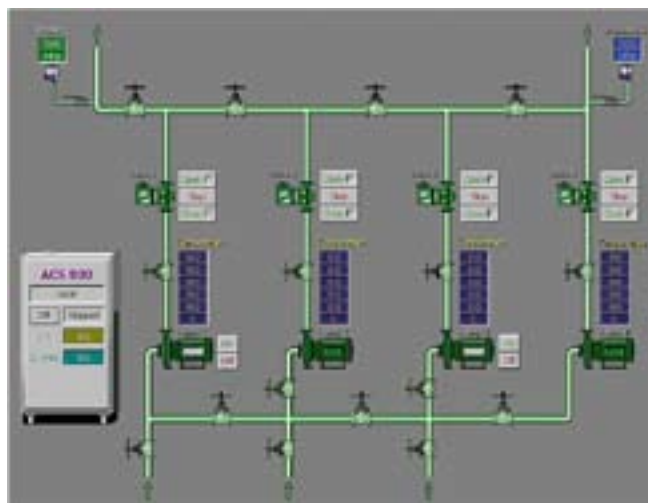
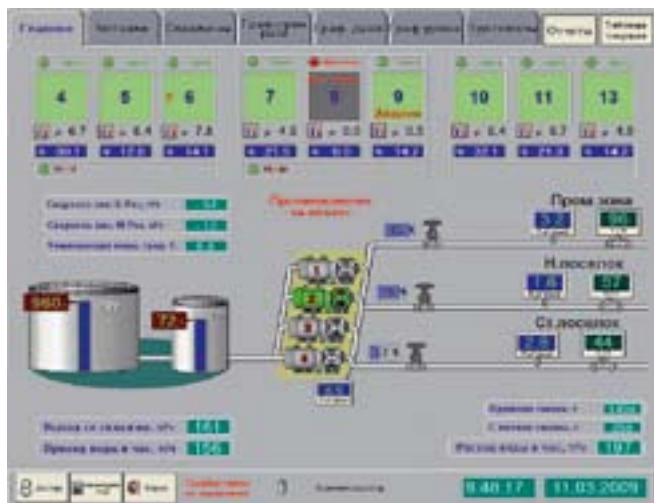
При схожести функционала АСТУЭ отличаются по числу учитываемых энергоресурсов, по временному интервалу предоставления данных, по способу передачи данных и по уровню достоверности и надежности. Именно эти параметры служат критерием выбора поставщика системы.

В отличие от большинства существующих на сегодняшний день АСТУЭ система автоматизированного технического учета ЗАО «Телесистемы» осу-

ществляет сбор и обработку информации о потреблении любых энергоресурсов: электроэнергии, воды, пара, газа, сжатого воздуха и других. Данные могут предоставляться по 3-минутным интервалам и более в зависимости от требований. В качестве канала связи могут быть использованы проводной и беспроводной Интернет, силовая электрическая сеть (PLC-связь), радиоканал с частотой 433 МГц или 2,4 ГГц, телефонные каналы связи, в том числе GSM data и любые другие проводные каналы связи. При этом гарантируется поддержание в системе единого времени и 100-процентное совпадение показаний между Центром сбора и обработки информации (ЦСОД) и приборами учета благодаря встроенной системе верификации и многоуровневой защите системы от несанкционированного доступа.

Более того, специалистами ЗАО «Телесистемы» также была решена одна из наиболее актуальных проблем Заказчика – возможность интеграции создаваемой системы с установленными на предприятии приборами учета и аппаратно-программными комплексами. Многолетний опыт разработки программного обеспечения позволил обеспечить совместимость с любыми из них.

И в заключение, стоит отметить, что оборудование и программное обеспечение ЗАО «Телесистемы» дополнительно сертифицировано для использования в ряде крупных промышленных компаний и в сфере ЖКХ.



Более двадцати лет мы обеспечиваем стабильное и безопасное энергоснабжение, разрабатывая и изготавливая современные надежные системы релейной защиты и автоматики, точно отвечающие потребностям энергетики

ЗАО «РАДИУС Автоматика»: полный цикл от НИОКР до производства:

- Микропроцессорных терминалов РЗА.
- Шкафов РЗА на базе микропроцессорных терминалов, собственного производства.
- Средств определения повреждения воздушных линий.
- Средств испытаний и диагностики оборудования и линий электропередачи.
- Систем АСУ ТП, АИИСКУЭ для энергетики.

www.rza.ru | radius@rza.ru | +7 (499) 735-22-91 | +7 (499) 732-26-34 | +7 (499) 732-73-95 | +7 (499) 732-22-01 | +7 (499) 735-54-41



ТРЕБОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ К СОВРЕМЕННЫМ ОГРАНИЧИТЕЛЯМ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

ИЛЬИНА Е.В., ведущий специалист ОАО «Московская объединенная электросетевая компания»

Сегодня рынок предлагает большое разнообразие ограничителей перенапряжений, отличающихся своими характеристиками, и у потребителя, эксплуатирующего ОПН, неизбежно возникает проблема выбора. Ряд технических параметров ОПН должен выбираться расчетным путем. Однако есть некоторые общие принципы, которыми представители эксплуатации и проектировщики могут руководствоваться при выборе защитных аппаратов для оборудования.

КОНСТРУКЦИЯ ОПН

Основной элемент конструкции ОПН – нелинейные резисторы (варисторы). В современных ОПН применяются металлооксидные варисторы на основе оксида цинка. Качество варисторов (и защитного аппарата в целом) зависит от технологии их изготовления, наличия примесей в оксидоцинковой керамике, температурного режима обжига. Высококачественные варисторы сохраняют свою механическую целостность даже при повреждении ОПН. От качества изготовления зависит нелинейность и стабильность характеристик варистора.

Качество ОПН зависит также от подбора варисторов. В корпусе ОПН должно соблюдаться равномерное распределение для всех варисторов по напряжению и току. При выборе защитного аппарата нелишне получить у производителя сертификат и свидетельство производителя варисторов, использованных при производстве ОПН.

Зачастую ОПН эксплуатируются в сложных экологических условиях, например, в промышленных зонах или вблизи оживленных автомагистралей, на которых используются антигололедные реагенты. Повышенные загрязнения и влажность приводят к перекрытию изоляции ОПН. В таких случаях к внешней изоляции ОПН предъявляются требования, как к современным изоляторам.

В качестве основной изоляции производители ОПН в последние годы



ОПН 10 кВ с полимерной изоляцией

все чаще используют полимеры на основе силикона. Этот материал имеет хорошую устойчивость к загрязнениям, повышенную трекинговость и гидрофобность. Повышенная длина

пути утечки для внешней изоляции при выборе ОПН также существенна (при обеспечении удельной длины пути утечки не менее 2,5 см/кВ). Кроме того, применяющиеся полимеры должны быть устойчивы к воздействию солнечных лучей: покрышка под их воздействием не должна высыхать или терять форму. Это приводит к потере ее изоляционных свойств и разрушению.

Также применение ОПН с полимерной изоляцией оправданно в закрытых распределительных устройствах или в камерах силовых трансформаторов. Это делается для минимизации ущерба соседнему оборудованию в случае повреждения ОПН (или предотвращения повреждения покрышки самого ОПН при разрушении других изоляционных элементов).

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Важнейшие характеристики ОПН, которые учитываются при выборе защитного аппарата – это уровни остающихся напряжений на грозовом (8/20 мс) и коммутационном (30/60 мс) импульсе тока при различных амплитудах токов. Поскольку срок службы превышает нормативный более чем для 60 % электрооборудования (данные Холдинга МРСК), уровень изоляции оборудования снижен. В таких условиях необходимо обеспечить надежную защиту

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

ОАО **СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**

ослабленной изоляции, поэтому выбираются ОПН с более низкими значениями остающихся напряжений.

Для обеспечения безопасной работы современные ОПН оснащаются противовзрывным устройством, или устройством для сброса давления. Оно обеспечивает снижение внутреннего давления в ограничителе при внутреннем повреждении и предотвращает взрывное разрушение корпуса ОПН (или разлет осколков за нормируемую зону) [1]. Нормируется значение тока срабатывания противовзрывного устройства или максимальный ток взрывобезопасности ОПН. Стандартное значение для ОПН 110 кВ и выше составляет 40 кА, для ОПН более низких классов напряжения – 20 кА.

Однако в ряде случаев в схемах должны предусматриваться ОПН, рассчитанные на большие токи. Например, в Московской энергосистеме максимально возможные токи короткого замыкания на шинах 110–220 кВ превысили 40 кА, на отдельных подстанциях составляют 50 кА и выше. Зарубежные и некоторые отечественные производители предлагают в таких случаях ОПН с максимальным током взрывобезопасности 63–65 кА.

В схемах с применением реактирования, на выводах 6–10 кВ силовых трансформаторов до реакторов, где устанавливаются защитные аппараты, токи КЗ могут превышать 20 кА. В данных точках должны устанавливаться ОПН 6–10 кВ с токами срабатывания противовзрывного устройства от 40 кА. При этом нужно учитывать разницу в габаритах со «стандартными» ОПН: больший диаметр варисторов и высоту аппарата.



ОПН 220 кВ с полимерной изоляцией, подключенные к вводам силового трансформатора

КОМПЛЕКТАЦИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЕ

Поставляемые ОПН должны оснащаться, по желанию заказчика, приборами контроля состояния ОПН и регистраторами срабатывания. При этом производитель не имеет права настаивать на обязательном приобретении указанных приборов, и их отсутствие не должно влиять на гарантии завода-изготовителя в отношении закупаемых ОПН.

По свидетельству ряда производителей, их ОПН являются необслуживаемыми в эксплуатации: для них не требуется проведения первичных и периодических испытаний по РД 34.45-51.300-97, профилактических работ. Для электросетевых предприятий это означает экономию эксплуатационных расходов и снижение



Подвесной ОПН 35 кВ с полимерной изоляцией

www.energyexpert.ru

Интернет-портал для специалистов электроэнергетической отрасли

- Оперативные новости электроэнергетики и электротехники
- Архив журналов «Энергоэксперт» и «Релейщик»
- График предстоящих выставок и семинаров
- Форум профессионального общения
- Нормативные документы
- Книги по специальности
- Подписка на журналы «Энергоэксперт» и «Релейщик»
- Информация для рекламодателей



объема работ в ситуации нехватки персонала. Отсутствие необходимости в обслуживании ОПН должно подтверждаться гарантией производителя на весь срок службы аппарата.

ОСОБЫЕ СЛУЧАИ ПРИМЕНЕНИЯ ОПН

В нашем номере рассматриваются некоторые особые случаи защиты оборудования от перенапряжений, выбора и применения ОПН.

Ситуации, в которых к ОПН предъявляются особые требования в эксплуатации:

- ОПН для защиты от коммутационных перенапряжений генераторного оборудования, кабельных вставок, кабельных линий;
- ОПН, устанавливаемые в РУ 6–20 кВ с вакуумными выключателями различных производителей;
- подвесные (линейные) ОПН для установки на линиях, где отсутствует или затруднен монтаж тросового молниеотвода. Такие ОПН не заменяют молниеотвод, так как они не способны предотвратить прямой удар молнии, однако значительно

снижают вероятность перекрытия линейной изоляции, обеспечивают отвод тока молнии;

- ОПН для распределительной сети 6–10 кВ.

Сейчас существует тенденция повсеместно устанавливать ОПН взамен вентильных разрядников, в ту же схему и присоединение. Однако это в корне неправильно. ОПН для применения в распределительной сети следует тщательно выбирать, принимая во внимание ее особенности. С одной стороны, это построенная в 1950–60-е гг. сеть со значительным износом оборудования, с другой – сравнительно новая и слабо распространенная сеть с использованием защищенных проводов типа СИП-3 (ВЛЗ). Будут существенно различаться и характеристики защитных аппаратов для этих видов сети. Должна учитываться разница в стоимости РВ и ОПН, рассчитываться экономический эффект.

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ К ОПН

Эти требования, вкратце, можно сформулировать так:

- высокое качество изготовления;
- надежность конструкции;
- определенные технические параметры (остающиеся напряжения, энергоемкость, пропускная способность и т.п.);
- возможность определения срабатывания защитного аппарата;
- безопасность для самой сети (не приводит к повреждению другого оборудования – например, взрывобезопасность);
- минимальное обслуживание в эксплуатации;
- приемлемая стоимость.

Требования к оборудованию определяются потребителем. Поэтому производители ОПН, да и любого другого оборудования, должны работать в тесном сотрудничестве с представителями эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 52725-2007 «Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ».
2. Аронов М.А., Аношин О.А., Кондратов О.И., Лопухова Т.В. Ограничители перенапряжений в электроустановках 6–750 кВ. М.: Знак, 2007 г.

Санкт-Петербургское научно-производственное объединение ЗАО «Полимер-Аппарат» разрабатывает и производит

НЕЛИНЕЙНЫЕ ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ (ОПН)

Возможно изготовление ОПН с любым наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением



Для любого класса напряжений от 0,22 до 750 кВ



НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
ЗАО «ПОЛИМЕР-АППАРАТ»

www.polymer-apparat.ru
Тел./факс: (812) 331-40-40

Вся продукция прошла полный комплекс испытаний в лабораториях ОАО «НИЦ ВВА», ОАО «НИИПТ», ОАО «НИИВА»



Для комплектации ограничителей используются варисторы различного диаметра и толщины производства фирмы EPCOS (Германия)



Гарантия до 10 лет
Срок службы 30 лет

ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ПРИ КОММУТАЦИЯХ ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

БАЗАВЛУК А.А., САРИН Л.И., МИХАЙЛОВСКИЙ Г.Г., НАУМКИН И.Е., ООО «Болид»

ГОГОЛЮК В.В., ОАО «Газпром»

Показаны неблагоприятные и опасные для электрооборудования процессы в сетях средних классов напряжения во время коммутаций вакуумных выключателей различных производителей. Механические и электрические переходные процессы при коммутациях вакуумных выключателей необходимо рассматривать в едином комплексе. Заявлены технические требования, которые рекомендуется предъявлять к вакуумным выключателям, и предложена методика их проверки.

Вакуумные выключатели (ВВ) в настоящее время являются приоритетно рекомендуемым коммутационным оборудованием для использования в сетях средних классов напряжения. Однако вместе с положительными эксплуатационными свойствами вакуумных выключателей наблюдаются и отрицательные: коммутируемое ими оборудование может повреждаться.

Повреждения вызываются неблагоприятными процессами, сопровождающими коммутации вакуумных выключателей: перенапряжения, вызванные токами среза; эскалация перенапряжений при отключении в цикле высокочастотных (ВЧ) повторных пробоев; перенапряжения при включении в цикле ВЧ предварительных пробоев; перенапряжения в результате виртуальных токов среза. Перечисленные процессы характерны только для выключателей с жесткими дугогасящими средами, в число которых входит вакуум. Высокие кратности перенапряжений опасны в первую очередь для двигателей, уровень изоляции которых составляет порядка $2,8 U_{фм}$. Высокие частоты переходного процесса при коммутациях ВВ (сотни килогерц и единицы мегагерц) представляют серьезную опасность для витковой изоляции высоковольтного оборудования, кабельных муфт и кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ).

В настоящее время в полной мере решить проблему возникновения ВЧ перенапряжений при коммутации ВВ не удалось ни зарубежным ни отечественным производителям коммутационных аппаратов. По результатам исследований [1], активное внедрение ВВ в сетях 6–10 кВ горно-металлургических предприятий привело к росту однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), спровоцированных коммутационными перенапряжениями (КП). Там же указано, что число аварийных отключений, связанных с КП, возросло в среднем в 3,8 раза за 6 лет эксплуатации ВВ (2002–2008 гг.).

Основные составные части ВВ – вакуумная дугогасительная камера (ВДК) и привод, замыкающий/размыкающий контакты ВДК. При коммутациях в выключателях самые важные, с точки зрения КП, механические и электрические переходные процессы происходят в микросекундных диапазонах при расстояниях между контактами до 2 мм. Качество исполнения привода, а именно отсутствие люфтов и дребезга, а также быстрая и, вместе с тем, плавная работа привода, синхронность замыкания и размыкания по полюсам и линейное изменение скорости движения контактов в каждом полюсе выключателя влияют на механические переходные процессы. Механические процессы, в свою очередь, в совокупности с

характеристиками ВДК влияют на электрические переходные процессы, т.е. определяют характеристики ВЧ процессов при коммутациях и их опасность. Таким образом, механические и электрические переходные процессы необходимо рассматривать в едином комплексе.

Вакуумные выключатели, как относительно новый вид коммутационного оборудования, требуют повышенного внимания со стороны производителей и эксплуатации, поскольку для ВВ свойственны специфические переходные процессы, которые в других типах выключателей не наблюдаются. В электроэнергетике сложилась ситуация, что наиболее изношенное оборудование на подстанциях – это выключатели. Доля отработавшего свой срок коммутационного оборудования составляет более 20 % [2]. Таким образом, одним из первоочередных видов оборудования, которое будет заменено в ближайшее время, станут коммутационные аппараты. На смену масляным выключателям в средних классах напряжений приходят вакуумные и элегазовые.

Учитывая связь некоторого роста аварийности в электрических сетях с внедрением ВВ, необходимо разработать и обосновать единые технические требования к вакуумным выключателям, как к коммутационным аппаратам с наиболее жесткой дуго-

Таблица 1. Требования к характеристикам ВВ на напряжение 10 кВ

Характеристики		Значение
Неодновременность замыкания полюсов, не более, мс		1
Неодновременность размыкания полюсов, не более, мс		1
Скорость движения контактов, не менее, м/с	при включении	1,2
	при отключении	1,5
Характеристики дребезга		Отсутствие
Переходное сопротивление контактов, не более, мкОм		40
Ток среза, не более, А		3,5–5
Давление в ВДК, не выше, Па		10 ⁻⁴
Продолжительность повторных пробоев, мкс		50
Электрическая прочность ВДК до 2мм, не менее, кВ/мм		35
Скорость изменения пробивного напряжения, не менее, кВ/мс	при включении	60
	при отключении	75

гасящей средой. Требования должны содержать новые и пересмотренные характеристики ВВ, содержащиеся в ГОСТ Р 52565–2006. Данные технические требования в первую очередь ограничат выход на рынок некачественного оборудования и оборудования кустарного производства, а также будут стимулировать отечественных производителей к повышению качества производства.

Таблица 1 содержит требования к характеристикам ВВ со значениями, которые достижимы на стадии современного производства. Любое из этих требований выполнено хотя бы для одного из российских ВВ, но сочетание всех требований встречается лишь в зарубежных выключателях.

Необходимо добиваться выполнения этих требований и для вакуумных выключателей отечественного производства.

Также необходимо разработать соответствующую методику, которая будет дополнять методику оценки характеристик выключателей с дугогасящими средами, использующимися ранее, и содержать новые разделы, рассчитанные на оценку характеристик тех параметров, которые присущи только ВВ.

Для получения более полной и наглядной информации необходимо осциллографировать переходные процессы при коммутациях ВВ, для чего необходимо рассмотреть возможность создания испытательного стенда, который позволил бы коммутировать испытательную схему (схемы) и осциллографировать переходные процессы в различных ее частях. Стенд должен обеспечить измерение

величины тока среза, перенапряжений в различных узлах схемы, продолжительности предварительных пробоев и электрической прочности в ВДК на расстояниях между контактами до 2 мм, скорости изменения пробивного напряжения и т.д.

По утверждению некоторых производителей вакуумные выключатели являются аппаратами, которые не требуют периодических проверок. Однако исходя из анализа опыта эксплуатации ВВ, можно заключить, что такие проверки необходимы. При этом рекомендуется контролировать следующие параметры. При этом следует проверять следующие параметры:

■ **Электрическую прочность ВДК** при расстоянии между контактами до 2 мм. Зависимость пробивного напряжения от расстояния между контактами для вакуума нелинейная [3], поэтому электрическая прочность на расстояниях до 2 мм, при которых происходят самые важные процессы при коммутациях, отличается от электрической прочности при разведенных контактах. Электрическую прочность ВДК на малых расстояниях возможно определять в составе выключателя по предварительным пробоям из осциллограмм при включении, измеряя скорость изменения пробивного напряжения. Далее в соответствии со скоростями движения контактов пересчитывается электрическая прочность при расстояниях до 2 мм.

■ **Скорость изменения пробивного напряжения** (является производным электрической прочности при расстояниях до 2 мм и скорости движения контактов). Скорость измене-

ния пробивного напряжения может быть оценена из осциллограмм, полученных при коммутациях ВВ.

■ **Продолжительность предварительных пробоев.** Характеристика, зависящая от скорости изменения пробивного напряжения, которая может быть оценена из осциллограмм при коммутациях на стенде.

■ **Ток среза.** В настоящее время в вакуумных выключателях применяются контакты из современных материалов (главным образом, сплава меди и хрома в процентных соотношениях 50/50 или 70/30). В выключателях, в которых установлены такие контактные системы, нет больших токов среза и, соответственно, нет больших перенапряжений, вызванных непосредственно токами среза. Но и малая величина среза тока является фактором, вызывающим эскалацию перенапряжений, поэтому необходимо стремиться к уменьшению его значения. Величину тока среза необходимо оценивать на испытательном стенде с помощью осциллографа, регистрируя при этом ток через выключатель и перенапряжения со стороны нагрузки.

■ **Давление в ВДК.** Одним из факторов, влияющих на электрическую прочность, является давление в ВДК, которое оценивается по величине ионного тока.

■ **Неодновременность замыкания/размыкания полюсов при включении/отключении.** В процессе коммутации в случае неодновременности замыкания/размыкания контактов возникает кратковременный неполнофазный режим, во время которого могут происходить перенапряжения высокой кратности. С увеличением неодновременности замыкания контактов перенапряжения увеличиваются. Данная характеристика является механической и может оцениваться прибором ПКВ.

■ **Скорость движения контактов.** Одним из важнейших параметров является скорость движения контактов ВДК, которая вместе с электрической прочностью, определяет скорость изменения пробивного напряжения, определяющая продолжительность предварительных пробоев при включении и повторных пробоев при отключении, когда время между нача-

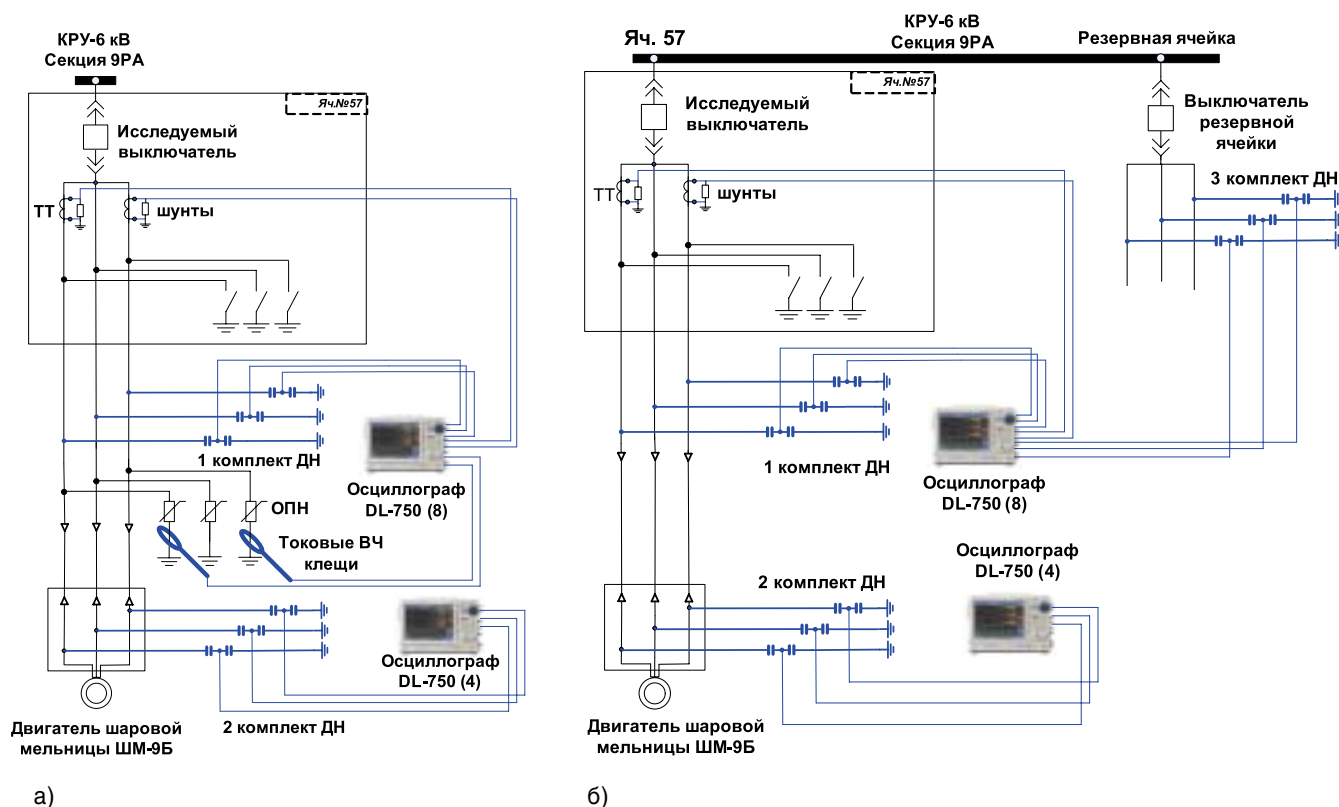


Рис. 1. Схемы подключения измерительного оборудования для исследования переходных процессов при коммутациях электродвигателей ШМ-95 яч. 57 КРУ-6 кВ с подключенными (а) и отключенными (б) ОПН

лом расхождения контактов и моментом перехода отключаемого тока промышленной частоты через ноль мало. С увеличением скорости движения контактов уменьшается длительность воздействия ВЧ перенапряжений и вероятность возникновения эскалации перенапряжений. Данная характеристика является механической и может оцениваться прибором ПКВ.

■ **Характеристики дребезга.** Контакты при столкновении могут отскакивать в случае отсутствия достаточного демпфирующего эффекта. При этом происходит обрыв тока дуги с возникновением единичных и множественных ВЧ повторных пробоев. Характеристики дребезга являются механическими и могут оцениваться прибором ПКВ, в том числе при плановых испытаниях.

■ **Переходное сопротивление контактов в ВДК.** Этот параметр важно отслеживать не только потому, что оно является показателем состояния контактов, но и потому, что оно само по себе влияет на изменение состояния контактов в процессе эксплуатации. Тепловой режим соприкасающихся контактов при высоком зна-

чении переходного сопротивления способствует диффузии металлов, которая усиливается действием пружины поджатия. Эффект холодной сварки контактов влечет за собой деградацию состояния их поверхностей, которая усиливается всякий раз при коммутации отключения ВВ.

Для корректной оценки результатов рекомендуемых испытаний вакуумных выключателей следует принимать во внимание накопленные ранее данные по конкретным типам ВВ, а также контролировать стабильность их состояния в эксплуатации и отслеживать динамику изменения ключевых параметров ВДК и привода.

В связи с необходимостью проведения проверок в требованиях к выключателям необходимо указать элементы конструкции выключателя, которые обеспечат универсальное подключение к выключателям устройства проверки механических и электрических характеристик.

В 2010 году совместно с сотрудниками Новосибирской ТЭЦ-4 состоялись сравнительные испытания выключателей, коммутировавших электродвигатель шаровой мельницы

мощностью 800 кВт, соединенный с выключателем кабелем с бумажно-масляной изоляцией длиной около 100 метров. Целью работы была оценка переходных процессов при коммутациях и сравнительный анализ характеристик ВВ различных отечественных производителей: ОАО «ЭЛКО» (г. Минусинск, выключатель ВВТЭ-М-10-20/630); ОАО «Таврида-электрик» (г. Москва, выключатель ВВ/ТЕЛ-10-20/1000); ОАО «НПП Контакт» (г. Саратов, выключатель ВБП-10-20/630). В ходе испытаний коммутировался также маломасляный выключатель ВМП-10-20/600.

Особенностью испытаний, проведенных на новосибирской ТЭЦ-4, является осциллографирование переходных процессов при коммутациях выключателей на одну и ту же нагрузку. В ходе коммутаций осциллографировались напряжения на шинах секции КРУ-6 кВ, напряжения в начале кабельной линии (КЛ) непосредственно за выключателем, напряжения в конце КЛ непосредственно у двигателя, токи через ОПН и токи в КЛ. Схемы измерений представлены на рис. 1. Характер-

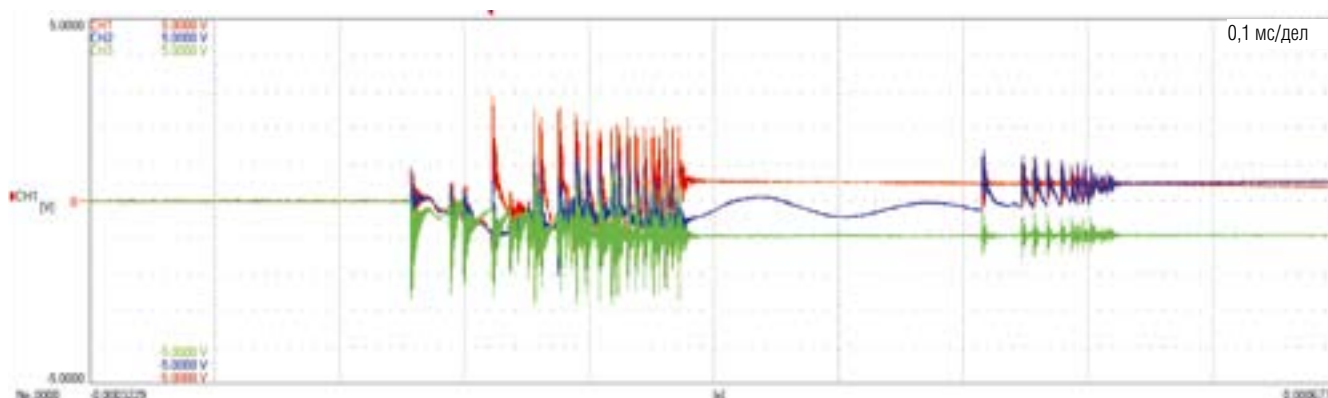


Рис. 2. Характерная осциллограмма фазных напряжений на фидере ШМ-9Б в конце КЛ непосредственно у двигателя при включении ВВ/TEL-10-20/1000

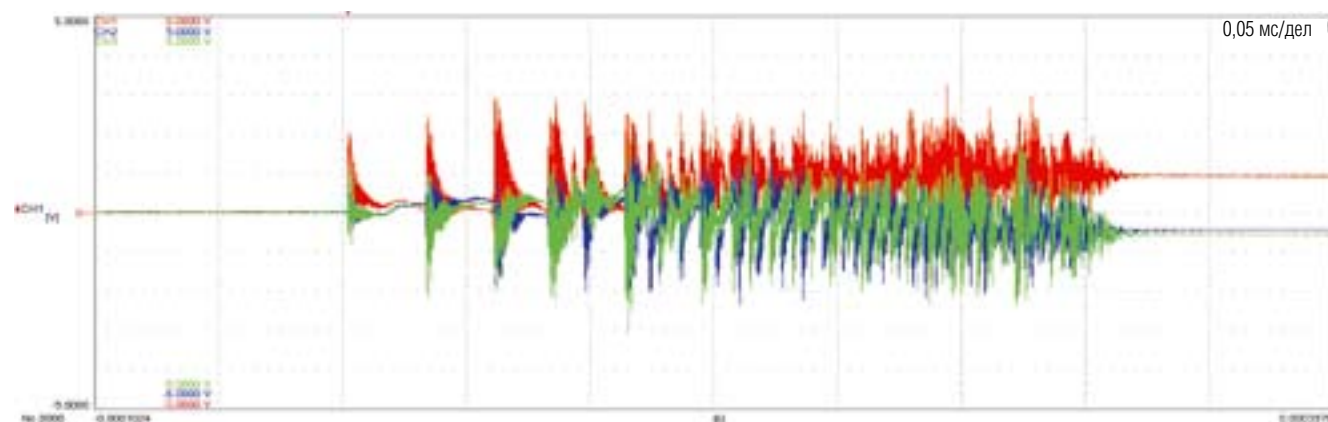


Рис. 3. Характерная осциллограмма фазных напряжений на фидере ШМ-9Б в конце КЛ непосредственно у двигателя при включении ВБП-10-20/630

ные осциллограммы переходных процессов при включении ВВ (развертка по напряжению для всех случаев – 5,3 кВ/дел) представлены на рис. 2–5.

В таблице 2 отражены основные значимые характеристики переходных процессов при коммутациях ВВ и то, насколько опасны по нашему мнению отраженные в ней величины (красный цвет – наибольший уровень опасности, оранжевый цвет – средний уровень опасности, зеленый цвет – низкий уровень опасности).

Кратности перенапряжений в начале КЛ при коммутациях не превышают $2,0U_{\text{фн}}$, что ниже уровня ограничения ОПН, поэтому установка ОПН непосредственно за выключателем не оправдана. Перенапряжения в конце КЛ, т.е. непосредственно у приводного электродвигателя, за счет волновых процессов в контуре «емкость кабеля-индуктивность двигателя», по амплитуде оказались

выше, чем за выключателем, превысив уровень срабатывания ОПН. Поэтому любые аппараты для защиты оборудования от коммутационных перенапряжений, в том числе ОПН, следует по возможности устанавливать в конце кабельной линии непосредственно у защищаемого объекта, что неоднократно отмечалось в работах по ВВ, например, [3].

Наибольшей скоростью замыкания контактов среди ВВ обладает выключатель ВВТЭ-М-10-20/630, что повысило скорость падения электрической прочности и уменьшило продолжительность предварительных пробоев, но негативно отразилось на параметрах дребезга контактов при включении, во время которого множественные пробои в ВДК вновь имели место (рис. 4 б). Скорость замыкания контактов в выключателе ВМП-10-20/1000 гораздо больше, чем у исследованных ВВ, поэтому дребезг контактов при включении

имеет наибольшие значения, однако пробои при включении отсутствуют, что связано с характером дугогасящей среды. В выключателях ВВ/TEL-10-20/1000 и ВБП-10-20/630 дребезг контактов, приводящий к обрыву дуги тока, отсутствует, что связано с низкой скоростью замыкания контактов, но количество предварительных пробоев при этом значительно увеличивается.

На рис. 6 представлена зависимость продолжительности предварительных пробоев от скорости падения пробивного напряжения.

Наибольшее значение неодновременности среди испытуемых ВВ при замыкании соответствует выключателю ВВ/TEL-10-20/1000, что, вероятно, объясняется отсутствием механической связи между полюсами (каждый полюс выключателя приводится в движение собственным электромагнитом). Максимальная неодновременность замыкания контактов при вклю-

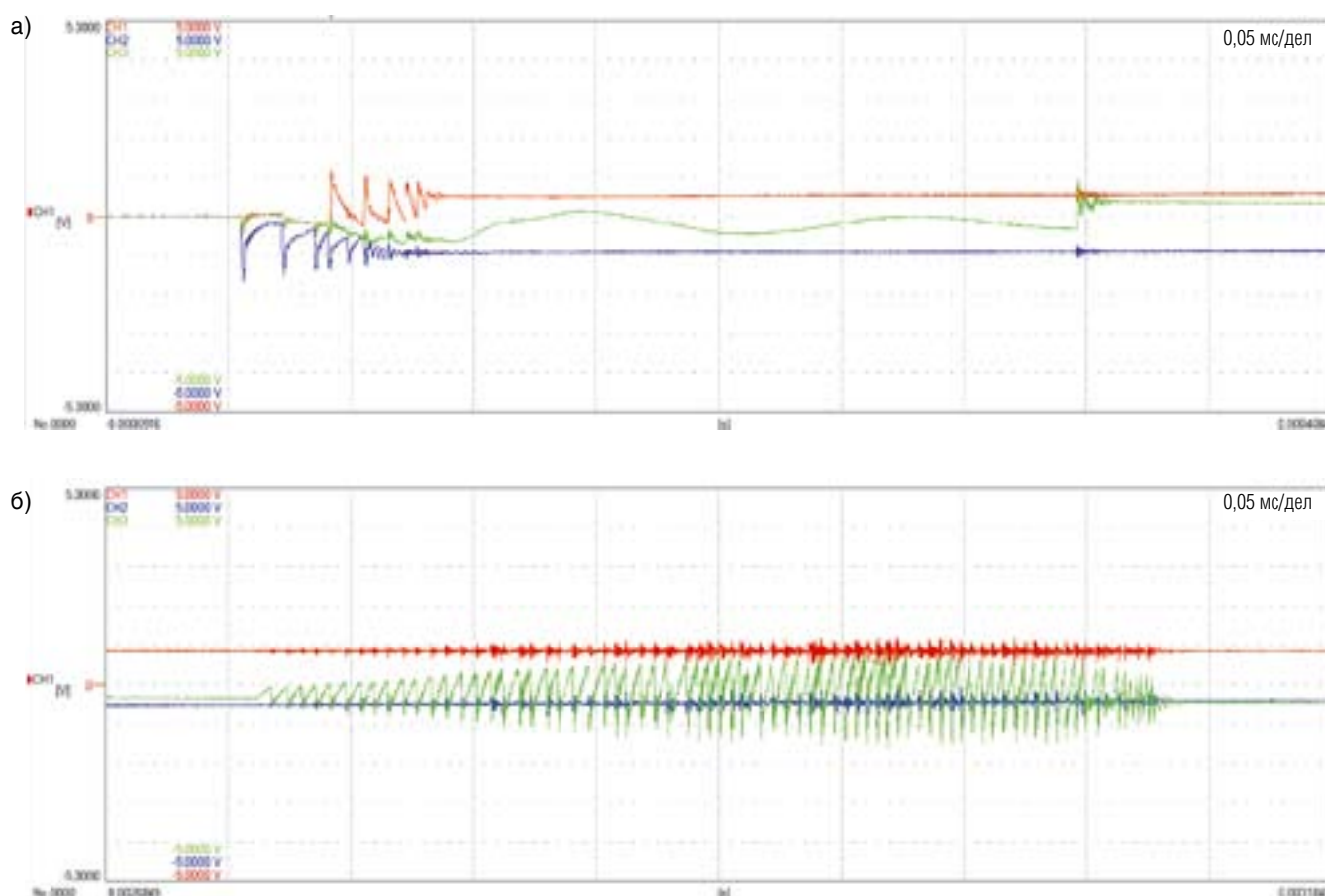


Рис. 4. Характерные осциллограммы фазных напряжений на фидере ШМ-9Б в конце КЛ непосредственно у двигателя при включении ВВТЭ-М-10-20/630

а) – предварительные пробои во время сближения контактов,

б) – множественные пробои во время отскока контакта

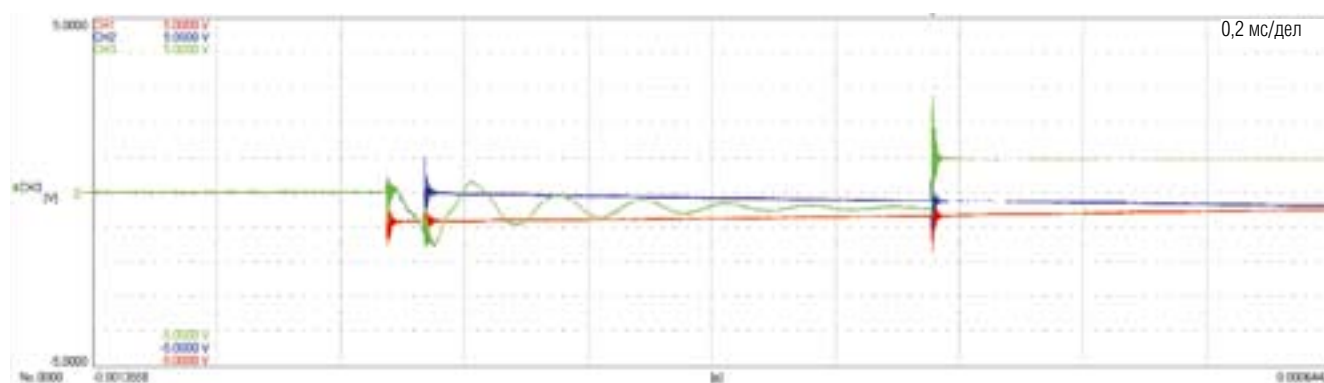


Рис. 5. Характерная осциллограмма фазных напряжений на фидере ШМ-9Б в конце КЛ непосредственно у двигателя при включении ВМП-10-20/600

чении ВМП-10-20/600 составила более 1 мс, что обусловлено, наряду с заметным дребезгом контактов, большим сроком эксплуатации указанного выключателя – более 40 лет.

Перенапряжения, зарегистрированные в сериях коммутаций от-

ключения, для всех рассмотренных выключателей не превысили $1,9U_{\text{фм}}$ независимо от точки измерения (за выключателем, у двигателя). Это обусловлено низкими токами среза, которые в современных ВВ, благодаря подбору оптимального матери-

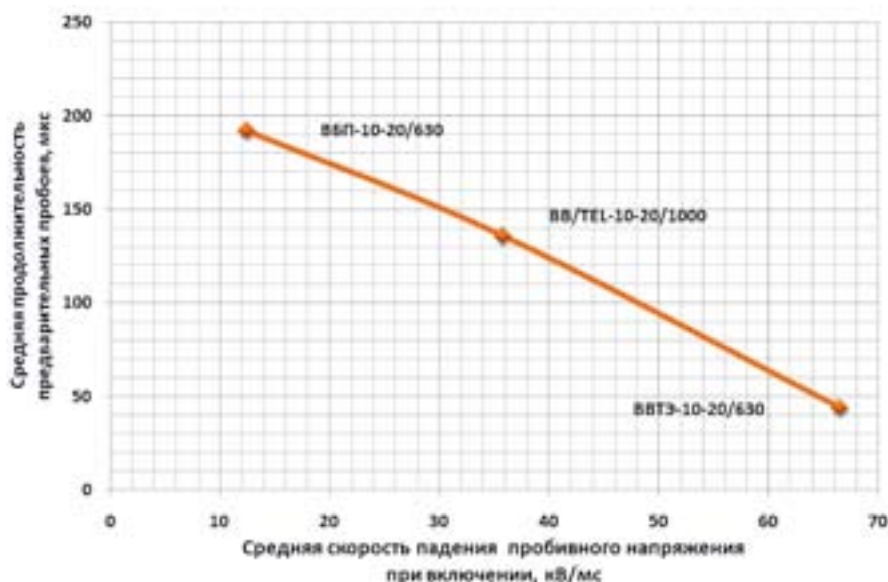
ала для изготовления контактов, не превышают 3,5–5,0 А.

При коммутации масляного выключателя предварительных ВЧ пробоев не наблюдалось, поскольку масло – более мягкая дугогасящая среда, чем вакуум. В этой связи ток

Таблица 2. Основные значимые характеристики выключателей, полученные в ходе исследований (средние значения)

Характеристика/выключатель	ВБП-10-20/630	ВВ/TEL-10-20/1000	ВВТЭ-М-10-20/630	ВМП-10-20/600
Скорость движения контактов при замыкании, м/с	0,66	0,94	1,26	3,38
Скорость падения пробивного напряжения при включении, кВ/мс (длительность предварительных пробоев, мкс)	12,4 (192,0)	35,8 (135,7)	66,5 (43,8)	- (0)
Скорость контактов при размыкании, м/с	1,05	0,63	1,17	3,83
Скорость возрастания пробивного напряжения при отключении, кВ/мс	19,7	24,1	61,8	7,02
Дребезг	Отсутствует	Отсутствует	Присутствует	Присутствует
Средняя кратность перенапряжений при включении	3,34 $U_{фм}$	2,97 $U_{фм}$	1,89 $U_{фм}$	2,55 $U_{фм}$
Неодновременность замыкания контактов, мкс	150	430	320	1150
Ток среза, А	3,3	2,7	2,9	2,35
Переходное сопротивление контактов, мкОм	38–44	37–41	35–39	55–185
Электрическая прочность до 2 мм, кВ/мм	18,8	38,1	52,8	1,8*

* электрическая прочность среды в дугогасительной камере масляного выключателя при его отключении фактически является электрической прочностью остывающих после горения дуги газов, находящихся под высоким давлением

**Рис. 6.** Зависимость продолжительности предварительных пробоев от скорости падения пробивного напряжения

высокой частоты при переходе через ноль не гасится, и дуга продолжает гореть до полного замыкания контактов. При отключении наблюдается некоторое количество повторных пробоев, что, вероятно, связано с тем, что при отключении дуги происходит испарение масла с образованием газов под высоким давлением, которые теперь уже являются жесткой дугогасящей средой. Повторные пробои в масляном выключателе... микросекунд и не приводят к эскалации перенапряжений. Поясним это обстоятельство следующим образом. Во время повторных пробоев образующиеся за счет дуговых процессов газы начинают относительно быстро остывать, поскольку ток промышленной частоты между контактами уже не протекает и мощного

воздействия на масло силовой дуги тока 50 Гц тоже нет. За счет этого давление газов и дугогасящая способность среды в камере существенно снижаются, что в целом и обуславливает малое количество повторных пробоев.

ВЫВОДЫ

1. Вакуумные выключатели, исследованные в данной работе, обладают в целом удовлетворительными характеристиками, однако для повышения безаварийной работы электрооборудования необходимо выполнить доработки каждого типа выключателя. В выключателе ВВТЭ-М-10-20/630 необходимо устранить дребезг контактов, в ВВ/TEL-10-20/1000 и ВБП-10-20/630 необходимо увеличить скорость

движения контактов при включении и отключении, кроме того в ВБП-10-20/630 необходимо улучшить характеристики ВДК.

2. После рассмотрения всех достоинств и недостатков выключателей различных типов, учитывая результаты, полученные в данной работе, нельзя категорически утверждать, что жидкостные выключатели морально устарели, и пришло время выключателей только с вакуумной и газовыми дугогасящими средами. Необходимо разрабатывать требования к различным типам выключателей, определять область их применения и учитывать возможность использования в будущем в качестве дугогасящей среды жидкие синтетические материалы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кудрявцев А.А. Исследование аварийности в сетях 6–10 кВ горно-металлургических предприятий. // Новости Электротехники. – 2009. – № 6(60).
2. Назарычев А.Н. Анализ основных преимуществ применения вакуумных выключателей. // Энергоэксперт. – 2007. – № 4–5.
3. Дяттерев И.Л. Теоретическое и экспериментальное исследование процессов, сопровождающих коммутации вакуумных выключателей. – Автореферат дисс. канд. техн. наук: 05.14.12 / И.Л. Дяттерев – Новосибирск, 2006. – 21 с.
4. Емельянов А.А., Емельянова Е.А. Импульсные технологии повышения электрической прочности в вакууме. – М.: Физматлит, 2009. – 160 с.



ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ СЕРИИ ОПН-РК-35(110) УХЛ1

ТЕХНОЛОГИИ И КАЧЕСТВО МИРОВОГО УРОВНЯ
ПО ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОЙ ЦЕНЕ



- инновационные высокоградиентные варисторы EPCOS нового поколения с повышенной пропускной способностью 680 А
- цельнолитая изоляция, изготовленная с применением новейшей технологии литья жидкой силиконовой резины (Liquid Silicon Rubber)
- градиентное компьютерное комплектование варисторами для улучшения защитных характеристик и повышения устойчивости при квазистационарных перенапряжениях
- дополнительная внутренняя изоляция, полученная путем обливки варисторных блоков расплавленным полимером под давлением
- мультибарьерная система герметизации внутреннего пространства ОПН
- высокая гидрофобность изоляции в течении всего срока службы, даже в условиях сильных загрязнений
- низкая материалоемкость конструкции и высокая технологичность изготовления позволяют минимизировать затраты при сохранении высокого качества комплектующих

Многолетнее партнерство связывает ОАО «ФСК ЕЭС» и компанию «Сименс». Международный концерн внес существенный вклад в повышение надежности энергоснабжения всех регионов России. Компания «Сименс» на протяжении долгих лет осуществляет поставки оборудования на подстанции напряжением до 750 кВ. Свой вклад внесла компания в подготовку Олимпийских игр 2014 года в Сочи. Для крупнейшего в мире проекта по реконструкции ВЛ 220 кВ «Центральная – Дагомыс» компания «Сименс» поставила 639 подвесных ОПН классом напряжения 500 кВ.

УНИКАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ УСТАНОВКИ ПОДВЕСНЫХ ОПН

КОЗЛОВА А. Ю., специалист Департамента высоковольтного оборудования ООО «Сименс»

Электроснабжение города Сочи имеет две характерные особенности. Во-первых, местоположение города. При создании сочинского узла получилось так, что все линии, снабжающие город электроэнергией, проходят через горный перевал. Во-вторых, и это основная проблема, значительный износ электросетевого оборудования. Климатическая особенность региона – грозы и гололед. При наличии грозотроса линия считается защищенной от грозы. Но при наличии гололеда, а на некоторых участках линии толщина его составляет 30–35 мм, трос начинает обвисать, плясать, что приводит к его обрыву. ОАО «ФСК ЕЭС» было принято беспрецедентное решение о демонтаже грозозащитных тросов на участке ВЛ 220 кВ «Центральная – Дагомыс» с 89 по 348 опоры с установкой линейных подвесных ОПН для защиты линии от грозовых перенапряжений.

ВЛ 220 кВ «Центральная – Дагомыс» сооружена в габаритах 500 кВ, расположена в VI районе по гололеду и в V районе по ветровым нагрузкам. В соответствии с действующими правилами устройства электроустановок (ПУЭ, 7 издание, п. 2.5.116), сооружение ВЛ 500 кВ или их участков без тросов допускается на участках трассы с толщиной стенки гололеда более 25 мм. При этом число грозовых отключений, определенное расчетом с учетом опыта эксплуатации, не должно превышать 1 в год.

По данным опыта эксплуатации, предоставленными ОАО «НИИПТ» и МЭС Юга, за период 1999 по 2007 гг. практически все отключения (перекрытия изоляции) по причине грозовых воздействий имели место на участках ВЛ без грозозащитных тросов.

Поскольку ранее в мировой практике не было реализовано проектов подобного масштаба, то к обсуждению предварительных технических требований к подвесным ОПН были подключены специалисты ведущих производителей электротехнического оборудования, в том числе и «Сименс».

Проектировщиками ОАО «ФСК ЕЭС» совместно со специалистами компании «Сименс» был выбран следующий вариант установки ОПН: линейные ОПН были установлены на всех опорах и на всех трех фазах (крайних и средней) на участке линии без грозозащитного троса с 89 по 348 опоры, за исключением коротких пролетов длиной менее 200 метров. Защита коротких пролетов была выполнена односторонней, т.е. ОПН были установлены только на одной опоре пролета, со стороны смежного пролета большей длины. При этом была обеспечена существенная экономия затрат на приобретение и установку ОПН (примерно 12 %) и сохранены приемлемые показатели по надежности защиты – не более 0,23 отключений в год (табл. 1).

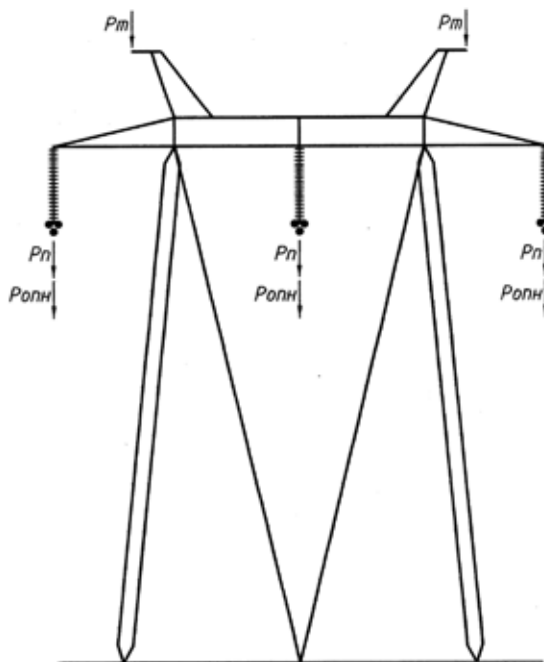


Рис. 1

Таблица 1. Возможные варианты установки подвесных ОПН на ВЛ

Вариант	Схема расстановки ОПН	Количество ОПН	Число грозовых отключений, 1 / год
Вариант «0»	■ установка на всех опорах 89-348 ■ установка на всех фазах	777	< 0,1
Вариант «1»	■ установка на всех фазах ■ односторонняя защита коротких пролетов < 200м	639	0,23
Вариант «2»	■ установка только на крайних фазах ■ защита средней фазы в проблемных пролетах ■ односторонняя защита коротких пролетов	503	1,3

Таблица 2. Основные технические параметры выбранных ОПН

Наименование параметра	Требования (значение параметра)	Предложение (значение параметра)
Изготовитель	*	Сименс АГ, Berlin, Germany
Заводской тип (марка)	*	3EL2 440-3LM44-4ZA9
Основные технические характеристики		
Номинальное напряжение сети, кВ	500	500
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальный разрядный ток, кА	20	20
Класс пропускной способности (по ГОСТ 52725)	4	4
Номинальное напряжение ОПН не менее, кВ	440	440
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ, не менее	345	352
Остающееся напряжение, кВ, не более, при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой:	■ 500 А; ■ 1000 А; ■ 2000 А.	870 900 940
Остающееся напряжение, кВ, не более, при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой:	■ 10 кА; ■ 20 кА; ■ 40 кА.	1065 1160 1260
Удельная энергоемкость при воздействии одного прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс с амплитудой не менее 1200 А, кДж/кВ $U_{нрo}$ ($U_{нрo}$ – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН), не менее	6,25	7,00
Выдерживаемый не менее 18 раз импульс тока большой длительности 2000 мкс (ток пропускной способности), А, не менее	1200	1200
Технические требования к конструкции, изготовлению и материалам		
Ток срабатывания противозрывного устройства, кА, не менее	40	65
Конструктивное исполнение ОПН (опорное/подвесное)	подвесное	подвесное
Тип внешней изоляции (фарфор/полимер)	полимер (силикон)	полимер (силикон)
Габаритные размеры (высота), не более, мм	5500	4960
Масса, кг, не более	250	144

Рассмотрим требования к линейным ОПН, предназначенным для защиты изоляции ВЛ 220 кВ «Центральная – Дагомыс» от грозовых перенапряжений при прямых ударах молнии в фазный провод. Для начала перечислим условия применения оборудования:

- наибольшее рабочее напряжение сети – 525 кВ;
- номинальная частота напряжения – 50 Гц;
- температура окружающей среды – от – 45 до + 45 °С;
- высота установки над уровнем моря – не более 1000 м;

- степень загрязнения атмосферы (по ГОСТ 9920) – I (легкая).

Для установки на ВЛ 220 кВ «Центральная – Дагомыс» были выбраны ОПН 500 кВ типа 3EL2 440-3LM44-4ZA9.

Требования к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению ($U_{нрo}$) и стойкости к временным перенапряжениям (кривая «напряжение – время») определяются, исходя из воздействий на ОПН в нормальном режиме и при квазистационарных перенапряжениях (рис. 2).

В соответствии с рекомендациями [5], наибольшее длительно допустимое

рабочее напряжение $U_{нрo}$ определяется по наибольшему рабочему напряжению сети и должно быть не менее $U_{нрo} \geq 525 \times 1,02 / 1,732 = 309$ кВ.

В качестве расчетных режимов для определения характеристик временных перенапряжений, воздействующих на ОПН, приняты:

- трехфазное одностороннее отключение однофазного КЗ на противоположном конце линии (4 с);
- неполнофазные режимы одностороннего включения или отключения линии с подключенными к ней шунтирующими реакторами, автотрансформаторами или трансформаторами.

Согласно расчетным данным, наибольшее повышение напряжения на ОПН при квазистационарных перенапряжениях наблюдается в режиме одностороннего включения линии на неустранившееся КЗ и составляет 396 кВ. Предельная длительность этого режима по рекомендациям методических указаний принимается равной 4 с. Наибольшее повышение напряжения, приведенное к длительности воздействия 10 с, составляет 389 кВ. Исходя из этого, номинальное напряжение ОПН должно быть не менее 390 кВ.

Для повышения надежности линейных ОПН, учитывая особые условия их применения, целесообразно было принять наибольшее рабочее напряжение и номинальное напряжение ОПН с запасом 10–15 %.

Требования к удельной энергоемкости определяются исходя из энергетических воздействий на ОПН при ударах молнии в линию. В отличие от подстанционных ОПН, воздействия коммутационных перенапряжений для линейных ОПН не являются определяющими.

Согласно расчетным данным, удельная энергоемкость ОПН должна быть не менее 6,25 кДж/кВ. Импульсы тока через ОПН при ударах молнии имеют большую амплитуду и меньшую длительность, чем при рабочих испытаниях, когда при воздействии прямоугольных импульсов тока амплитуда составляет 1200–1400 А длительностью 2000 мкс. Но с точки зрения энергии, поглощаемой ОПН, воздействия этих импульсов тока можно считать эквивалентными.

ОПН имеет взрывобезопасную конструкцию корпуса для предотвращения взрывного разрушения при внутреннем повреждении (пробое) ОПН.

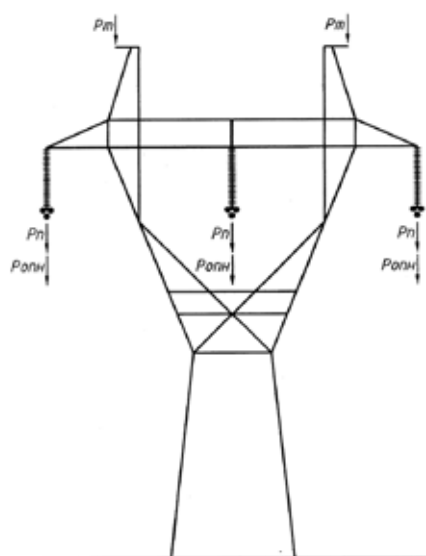


Рис. 2

Для повышения надежности и снижения риска повреждения гирлянд изоляторов при пробое ОПН, посчитали целесообразным принять проектное значение тока срабатывания противозрывного устройства не менее 40 кА. Хотя на основании расчетных данных по токам трехфазного и однофазного КЗ на шинах ПС «Центральная», ПС «Дагомыс» и ПС «Псоу», максимальный взрывобезопасный ток срабатывания должен был быть не менее 20 кА. В результате, линия оборудована ОПН «Сименс» с током взрывобезопасности 65 кА, что дополнительно повысило надежность проекта.

ОПН укомплектованы специальным зажимом для крепления на проводе. Зажим выполнен таким образом, чтобы исключить повреждение провода при вибрации, пляске проводов и других механических нагрузках в месте крепления.

Подключение ОПН к опоре выполнено гибким заземляющим проводом, длина которого выбиралась исходя из следующих соображений: с одной стороны, заземляющий спуск должен был быть выполнен возможно кратчайшим путем, с другой стороны, не ограничивать свободу допустимого отклонения при максимальных ветровых нагрузках на фазный провод.

ОПН устанавливались на опоры типа ПБ-4 (рис. 1) и Р2 (рис. 2) с учетом веса провода с гололедом в V и VI районах по гололеду. При снятии грозотроса в обоих случаях облегчалась работа только стоек или ствола опоры, наклонных и

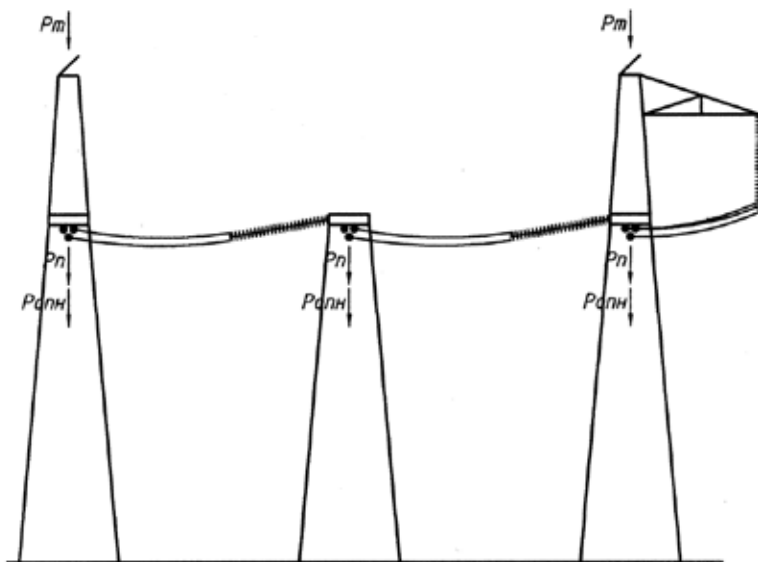


Рис. 3

вертикальных частей. Нагрузка от троса практически не оказывала влияния на работу траверсы. Таким образом, траверса опоры является наиболее нагруженной частью, и несущая способность опоры в целом зависит от нагрузок действующих на траверсу (вес провода и ОПН). На опорах, фактические весовые пролеты которых превысили допустимые значения, работа проводилась с учетом последующего усиления траверс опор.

При замене грозотроса на подвесной ОПН на опоре типа У2 (рис. 3) привела к облегчению работы самой опоры. Опоры типа У2 были спроектированы по ПУЭ-6 на подвеску грозозащитных тросов С70 в IV районе по гололеду. При этом весовой пролет достигает 1200 м. При проектировании выяснилось, что расчетная нагрузка от веса грозотроса значительно выше нагрузки от веса ОПН. По этой причине подвеска ОПН была возможна на всех опорах У2.

Стоит отметить, что на ВЛ применены ОПН с полимерной (силиконовой) изоляцией, легкие и удобные при монтаже. Масса одной фазы ОПН 500 кВ составляет всего 144 кг.

Проект установки подвесных ОПН, разработанный для Сочинской энергосистемы в 2007 году, является уникальным: за счет габаритов и расположения ВЛ, протяженности бестростового участка, числа установленных ОПН. Расчеты подтвердили исключительную надежность проектного ре-

шения для обеспечения бесперебойного электроснабжения Сочинского региона. Общими усилиями компании «Сименс» и ОАО «ФСК ЕЭС» был сделан большой шаг к подготовке Олимпиады 2014 года.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гайворонский А.С., Карасюк К.В. Новые методические принципы оценки грозоупорности воздушных линий электропередачи высших классов напряжения. Научный вестник НГТУ, № 2, 1998 г.
2. Anderson R.B., Eriksson A.J. Lightning parameters for engineering application. Electra, № 69, 1980.
3. Наумкин И.Е. и др. «Программа моделирования и анализа электроэнергетических систем (Программа МАЭС)». Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005610081 / Наумкин И.Е., Челазнов А.А., Наумкин Р.И., Малышкин В.Э., Малышкин Н.В., Остапкевич М.Б. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 11 января 2005 г.
4. Berger K., Anderson R.B., Kroninger H. Parameters of Lightning Flashes, Electra, № 41, 1975.
5. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110–750 кВ. РАО ЕЭС России, Москва, 2000 г.
6. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. Баумштейна И.А. и Хомякова М.В. Энергоиздат. М. 1981. [609]



Организаторы:



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ИНВЭЛ
некоммерческое партнерство



Электрификация
Автоматизация

IPNES 2011

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ИННОВАЦИЯМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

6-8 сентября 2011

ВП «ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ», МОСКВА, ВВЦ

Партнеры:



Российское
Энергетическое
Агентство



Генеральные информационные партнеры:



стратегии развития



ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ

- > Релейная защита и автоматика, телемеханика
- > Компенсирующие устройства
- > Диагностика сетевого оборудования
- > Линии электропередач
- > Защита от перенапряжений
- > Контрольная и измерительная аппаратура, средства связи
- > Элементы управления и функции электрических систем и аппаратов
- > Экологическая безопасность в электрических сетях
- > Средства защиты персонала и организационно-технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ при электрических сетях
- > Научно-исследовательские проекты, выполняющие работы применительно к объектам распределительных электрических сетей - перспективные технологии и технические решения
- > Оборудование, приспособления, средства механизации и специальный транспорт для обслуживания электрических сетей

www.ipnes2010.ru

т. +7 (499)760-27-30 contact@ipnes2010.ru

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ РАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ В МАСЛЕ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ

ШИЛЛЕР О.Ю., аспирант МЭИ (ТУ)

При работе линий электропередачи по ним передается как активная, так и реактивная мощность. Последняя может быть индуктивной или емкостной. Емкостная мощность определяется, прежде всего, емкостью линий. Для регулирования потоков реактивной мощности используются шунтирующие реакторы (ШР). Необходимая мощность подключаемых реакторов зависит от длины линии и характера нагрузки. В первую очередь реакторы нужны для дальних линий высоких и сверхвысоких напряжений (СВН). Шунтирующие реакторы (ШР) – пример маслонеполненного оборудования, поэтому невозможно проводить оценку технического состояния без оценки качества масла и определения концентраций растворенных в масле газов. Однако эффективность диагностики зависит от точности критериев оценки как самих контролируемых параметров, так и динамики их изменения.

Основные стандарты для диагностики состояния трансформаторного оборудования (шунтирующих реакторов в том числе) по результатам анализа растворенных в масле газов – это МЭК 60599 [1], IEEE Std C57.104-1991 [2] (с дополнениями 2008 г.), а также отечественный РД 153-34.0-46.302-00 [3]. В дополнение к этим документам ОАО «ПК ХК Электрозавод» выпустил нормы по газосодержанию масла в ШР 500 кВ собственного производства [4].

Таким образом, по основным стандартам [1–3] определяются граничные концентрации (ГК) как для трансформаторов, так и для ШР. Однако в отличие от трансформаторов у реакторов другой режим работы: постоянство полной нагрузки; частые коммутации; повышенная вибрация активной части. Все это может приводить к увеличению интенсивности газообразования в реакторах по сравнению с трансформаторами.

Граничные концентрации (ГК) растворенных в масле газов соответствующие различным стандартам приведены в таблице 1.

В стандарте IEEE применяются методы Роджерса и Дорненбурга, а также диагностика с помощью номограмм, в частности, треугольника Дювалля. Для концентраций основных газов различают 4 уровня, которые означают следующее:

- состояние 1: сумма горючих газов (СГГ) ниже уровня – трансформатор в нормальном эксплуатационном состоянии. Отдельный горючий газ превышает порог – требуется дополнительное исследование;
- состояние 2: СГГ внутри диапазона свидетельствует о превышении нормального уровня. Необходимо следить за динамикой изменения концентраций газов. Дефект возможен;
- состояние 3: СГГ внутри диапазона свидетельствует о высоком уровне разложения масла. Необходимо предпринять немедленные действия по определению скорости роста газов. Дефект вероятен;
- состояние 4: СГГ внутри диапазона – чрезмерное разложение масла. Дальнейшая эксплуатация может привести к аварии.

Метод МЭК 60599 основан на отношениях C_2H_2 / C_2H_4 , CH_4 / H_2 и C_2H_4 / C_2H_6 .

Метод РД РФ основан на тех же отношениях, что и схема МЭК, однако отличается от последней в интерпретации разрядных явлений.

Методические указания Электрозавода предписывают различать три уровня концентраций газов:

- уровень 1: если СГГ не превышает первый уровень, то реактор работает в нормальном режиме, а его техническое состояние удовлетворительное;
- уровень 2: СГГ в пределах этого уровня указывает на то, что он выше нормального. В реакторе проявляется какая-то неисправность или зарождается дефект. Требуется взять реактор под наблюдение, определить ключевой и характерные газы, а также определить скорость роста концентраций газов;
- уровень 3: СГГ в этих пределах указывает на то, что в реакторе, возможно, имеется один или несколько развивающихся дефектов, как правило, первоначально на периферии (вне обмоток) в масле,

но, возможно, затронута и твердая изоляция. Это определяется по составу растущих газов (если наблюдается).

При этом уровень состояния реактора определяется либо по СГГ, либо по индивидуальному газу.

Хотелось бы более подробно рассмотреть нормы, предложенные Электрозаводом. Уже на первом уровне (который считается нормальным рабочим) значения выше в 1,5–3 раза, чем значения, приведенные в РД или МЭК. А второй уровень (требуется взять реактор под наблюдение) можно соотнести с третьим уровнем по IEEE Std, который предполагает высокий уровень разложения масла.

Попробуем разобраться в справедливости такого завышения ГК в предлагаемых заводом нормах.

ПРОБЛЕМА ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПУСТИМОГО ЗНАЧЕНИЯ КОНТРОЛИРУЕМОГО ПАРАМЕТРА

Согласно описанной в РД методике расчета ГК, интегральная функция F_x строится по относительным частотам наблюдения значений концентрации газа на интервале (P_k):

$$F_k = \sum_{k=1}^K P_k, \quad (1)$$

где P_k в свою очередь рассчитывается как:

$$P_k = \frac{G_k}{N}, \quad (2)$$

где N – количество трансформаторов в выборке;

G_k – количество трансформаторов со значением концентрации, находящимися на интервале K .

Величина интервала определяется как величина вариационного ряда от нуля до максимальной концентрации газа $X_{\max}$, деленная на количество интервалов K :

$$\Delta_K = \frac{X_{\max}}{K}, \quad (3)$$

В [3] рекомендовано использовать 10–15 интервалов и мощность выборки N не менее 50. Согласно [3] в выборку должны включаться все замеры по одной единице оборудования, сделанные за последний год. ГК

Таблица 1. Граничные концентрации растворенных в масле газов

Стандарт	Концентрации растворенных в масле газов, ppm							
	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO ₂	СГГ
[2]	C1	100	120	65	50	1	350	2500
	C2	101–700	121–400	66–100	51–100	2–9	351–570	2500–4000
	C3	701–1800	401–1000	101–150	101–200	10–35	571–1400	4001–10 000
	C4	>1800	>1000	>150	>200	>35	>1400	>10000
[1]		60–150	40–110	50–90	60–280	3–50	540–900	5100–13 000
[3]	T	100	100	50	100	10	500–600	2000–8000
	P	100	30	20	10	10	500	4000
[4]	У1	150	300	100	100	15	800	2500
	У2	250	600	200	300	30	1000	4000
	У3	500	800	300	500	50	1200	6000

Примечание. C1–C4 – состояния; Т – трансформаторы 110–500 кВ; Р – ШР 750 кВ; У1–У3 – уровни.

Таблица 2. Сравнение граничных концентраций газов

Стандарт	Граничные концентрации растворенных в масле газов, % об.						
	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	H_2	CO	CO ₂
РОМБСМ	0,03	0,01	0,027	0,0005	0,0057	0,09	0,28
РОДЦ	0,019	0,0076	0,015	0,00013	0,0051	0,095	0,9
[3]	0,01	0,005	0,01	0,001	0,01	0,06	0,8
[4]	0,03	0,01	0,01	0,0015	0,015	0,08	0,25

определяется по интегральной функции F_x на уровне 0,9.

Так как зачастую относительная частота наблюдения параметра на интервале P_k распределяется по интервалам разбиения неравномерно, такой подход к расчету F_x приводит к искажению определения ГК.

Так, наибольшая плотность расположения относительных частот появления концентраций растворенных газов для ШР наблюдается ближе к его минимальным значениям, что может привести к занижению ГК. Для сглаживания неравномерности распределения предлагается ряд мер, изложенных в [5].

Предлагается включать в рассмотрение измерения за весь период эксплуатации оборудования – это увеличит мощность выборки и повысит ее репрезентативность. При этом для оборудования, находящегося на учащенном контроле, необходимо провести усреднение частоты появления данных (1 замер в 6 месяцев).

Для снижения ошибки при определении ГК необходимо сузить интервал наблюдаемых значений $X_{\min} - X_{\max}$. Для этого все значения концентраций равные нулю или меньшие границы чувствительности обнаружения данного газа на хроматографе можно считать равным

значению порога чувствительности соответствующего газа для хроматографа. На конце диапазона $X_{\max}$ необходимо проверить есть ли выбросы, и при наличии таковых применить сглаживание.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ГАЗОВ, РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ СТАТИСТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

В данной работе значение ГК газов определялось по результатам статистической обработки ХАРГ масла из более чем 27 реакторов типа РОМБСМ-60000/500, установленных на подстанциях МЭС Сибири и Востока, со сроком наработки от 2 до 6 лет; у одного реактора срок наработки составил 13 лет. Мощность выборки составила 220 измерений.

Аналогичные расчеты проводились для реакторов типа РОДЦ-60000/500, также установленных на подстанциях МЭС Сибири и Дальнего Востока. Мощность выборки составила 286 результатов ХАРГ в масле.

На рис. 1 приведены интегральные функции распределения концентраций для реакторов РОМБСМ. Граничные концентрации растворенных газов, полученные по этим графикам, сведены в таблице 2. В этой же таблице, для наглядности, приведены значения для реакторов РОДЦ,

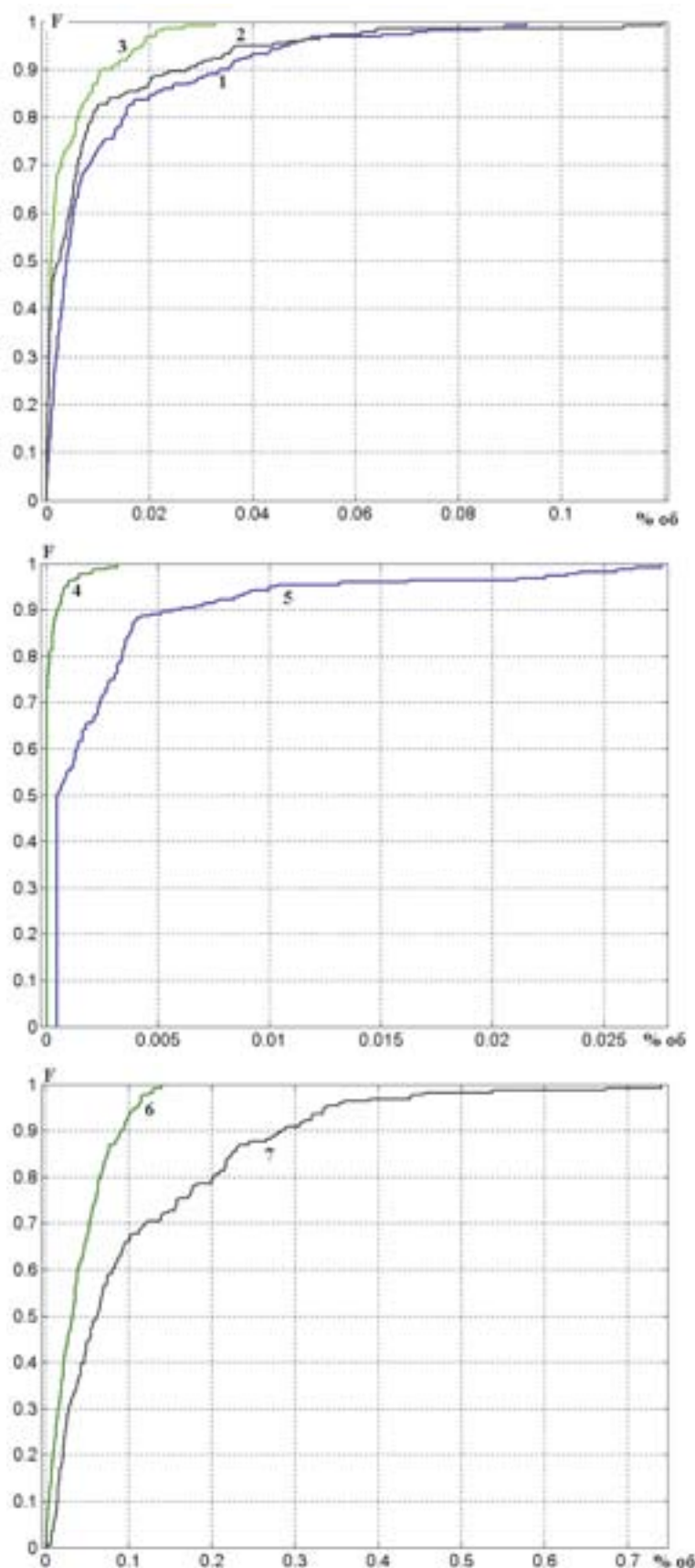


Рис. 1. Интегральные функции распределения концентраций газов в масле реакторов РОМБСМ:

а) 1 – метан, 2 – этан, 3 – этилен; б) 4 – ацетилен, 5 – водород; в) 6 – оксид углерода, 7 – диоксид углерода

значения ГК по РД [3] и первый уровень по нормам Электрозавода [4].

Для начала рассмотрим расчетные ГК для реакторов РОМБСМ. Из таблицы 2 следует, что результаты практически совпадают с 1 уровнем концентраций по [4], кроме этилена (расчетные данные в 2,7 раза выше) и ацетилена с водородом (расчетные данные в 2,6–3 раза ниже).

Согласно РД этилен – основной (ключевой) газ для дефекта – нагрев масла и бумажно-масляной изоляции выше 600 °С. Поэтому, если вес этого газа в выборке оказался так высок, то можно сказать, что данный дефект присутствует в той или иной стадии развития у большого количества реакторов Сибири и Дальнего Востока. Следовательно, можно выдвинуть предположение, что термический дефект является «слабым местом» у реакторов РОМБСМ.

Водород и ацетилен, в свою очередь, являются ключевыми газами для дефектов электрического характера, т.е. для дефектов, которые могут быстро привести к аварии. Полученные низкие граничные концентрации говорят о том, что в нормальном режиме работы в масле реакторов эти газы практически отсутствуют. И даже низкие концентрации (а тем более рост концентраций) могут свидетельствовать о проблемах с оборудованием. Тем более опасно завышение граничных концентраций для двух данных газов.

Теперь обратимся к данным полученным для реакторов РОДЦ.

Основные отличия (имеющие значения для рассматриваемой проблемы) этих двух типов оборудования: в реакторах РОДЦ броневой тип магнитопровода, а в РОМБСМ – бронестержневой (что, как упоминалось выше, может привести к повышенной скорости газообразования); система охлаждения у реакторов РОДЦ – типа ДЦ, а у РОМБСМ – типа М.

В связи с этим данные таблицы 2 очень показательны и позволяют сделать несколько выводов.

Во-первых, концентрации метана, этана и этилена получились ниже, чем для реакторов РОМБСМ и гораздо ближе к данным РД. Эти газы – детекторы дефектов термического характера: этан в диа-

пазоне низких температур, метан в диапазоне средних температур и этилен в диапазоне высоких температур. Если учесть повышенное значение концентрации этилена, полученное расчетным путем для реакторов РОМБСМ, то можно предположить, что высокое содержание «нагретых» газов – следствие низкой эффективности работы системы охлаждения.

Во-вторых, так как реакторы РОДЦ более распространены в энергосистеме, то в выборке участвовали реакторы со средней наработкой около 15 лет. При этом значения концентраций CO и CO_2 газов, характеризующих старение и увлажнение масла и твердой изоляции, оказались близки к концентрациям для РОМБСМ, что также косвенно может свидетельствовать о более эффективной работе системы охлаждения ДЦ по сравнению с системой М.

В-третьих, концентрации водорода и ацетилена оказались гораздо ниже норм [3] и близки к расчетным данным для реакторов РОМБСМ. Как уже отмечалось выше, эти газы

характеризуют дефекты электрического характера, которые могут очень быстро привести к аварии. При нормальной работы оборудования обычно этих газов в анализах масла нет. Поэтому, возможно, будет целесообразно пересмотреть нормы [3] с целью уменьшения ГК водорода и ацетилена. Как следует из таблицы 1 в нормах МЭК [1] ГК ацетилена в 3 раза, а в нормах IEEE [2] в 10 раз ниже, чем в РД [3].

ВЫВОДЫ

1. Исследования показали, что расчетные данные для реакторов РОМБСМ довольно точно совпадают с [4], за исключением концентраций водорода и ацетилена.

2. Расчетные значения граничных концентраций для реакторов РОДЦ довольно близко совпадают со значениями [3] (кроме концентраций H_2 и C_2H_2) и ниже граничных концентраций для реакторов РОМБСМ.

3. Отличия в значениях ГК для двух типов реакторов может косвенно свидетельствовать о неэффективности работы системы охлаждения типа М.

Возможно является целесообразным на вновь изготавливаемые реакторы типа РОМБСМ устанавливать систему охлаждения ДЦ. Эта мера в любом случае позволит продлить срок службы оборудования, так как существует эмпирическое «шестиградусное правило»: срок службы сокращается вдвое при увеличении температуры наиболее нагретой точки обмоток на 6°C .

4. Расчетные значения ГК для водорода и ацетилена оказались гораздо ниже граничных значений приведенных в [3] в обоих рассматриваемых случаях. В нормах IEEE и МЭК (табл. 1) граничное значение концентрации ацетилена тоже гораздо ниже. Поэтому автор считает целесообразным рекомендовать пересмотр норм для этих газов в сторону уменьшения (по крайней мере, для реакторов).

ЛИТЕРАТУРА

1. IEC 60599 ed 2.1. Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. 2007. – 65 с.



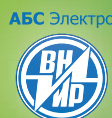
ОАО «СО ЕЭС»



ОАО «ФСК ЕЭС»



Russian National Committee



БЭС Электро

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

3-я Международная научно-техническая конференция СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Санкт-Петербург, 30 мая - 3 июня 2011

<http://www.relayprotect.ru>

2. IEEE Std C57.104-1991. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.

3. РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа

газов, растворенных в масле. – Москва, 2001. – 26 с.

4. ЦСО-Д-02-2010М. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ про-

изводства ОАО «Электрозавод». Москва, 2010. – 13 с.

5. Давиденко И.В. Разработка системы многоаспектной оценки технического состояния и обслуживания высоковольтного маслонаполненного электрооборудования. Дисс. д.т.н., Екатеринбург, 2009. – 462 с.

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА

ЛВОВ Ю.Н.,

заведующий лабораторией диагностики трансформаторов ОАО «НТЦ электроэнергетики», д.т.н.

Статья посвящена вопросу определения граничных концентраций (ГК) газов в масле нормально работающих реакторов типа РОМБСМ-60000/500 и РОДЦ-60000/500, установленных на подстанциях МЭС Сибири и Дальнего Востока, для диагностики их состояния на основе хроматографического анализа газов, растворенных в масле этих аппаратов (ХАРГ).

Автор приводит результаты расчета ГК реакторов типа РОМБСМ-60000/500 по результатам статистической обработки ХАРГ масла из более чем 27 реакторов, установленных на подстанциях МЭС Сибири и Дальнего Востока, со сроком наработки от 2 до 6 лет (мощность выборки составила 220 измерений) и для реакторов типа РОДЦ-60000/500 (мощность выборки составила 286 измерений, установленных там же). Эти реакторы отличаются между собой по конструкции магнитопровода и по системе охлаждения: в реакторах РОДЦ броневой тип магнитопровода, система охлаждения ДЦ, в реакторах РОМБСМ – бронестержневой магнитопровод, система охлаждения М.

Граничные концентрации определялись для каждого газа на уровне интегральной функции распределения $F_x=0,9$ (рис. 1, для реакторов типа РОМБСМ) и приведены в табл. 2. В этой же таблице, для наглядности, приведены значения для реакторов РОДЦ, значения ГК по РД [1] и первый уровень по нормам Электрозавода [2]. Сравнение полученных концентраций растворенных газов в масле реакторов типа РОМБСМ с данными, полученными в [4] для этого же типа

реакторов, показало, что результаты практически совпадают с 1 уровнем концентраций по [4], кроме этилена (расчетные данные в 2,7 раза выше) и ацетилена с водородом (расчетные значения в 2,6–3 раза ниже). У реакторов РОДЦ-500 концентрации метана, этана и ацетилена (эти газы – детекторы дефектов термического характера) получились ниже, чем для реакторов РОМБСМ и гораздо ближе к данным РД [3].

На основании этого автор статьи делает вывод:

- если учесть повышенное значение концентрации этилена, полученное расчетным путем

для реакторов РОМБСМ, можно предположить, что высокое содержание «нагревных» для реакторов газов – следствие низкой эффективности работы системы охлаждения М;

- так как реакторы РОДЦ более распространены в энергосистемах, то в выборке участвовали реакторы со средней наработкой около 15 лет. При этом значение концентраций СО и СО₂ – газов, характеризующих старение и/или увлажнение масла и твердой изоляции, оказались близки к концентрациям для РОМБСМ, что также косвенно может свидетельствовать о более эффективной работе системы охлаждения ДЦ по сравнению с системой М.

Считаю необходимым высказать по этой работе ряд замечаний.

1. Величины концентраций для этана и этилена, показанные на рис. 1, не соответствуют данным таблицы 2.

2. Сделан неправильный вывод о целесообразности понижения норм

для водорода и ацетилена, рекомендуемых в РД [3]. Во-первых, чем ниже измеренная концентрация газа в масле, тем больше погрешность ее определения. Согласно РД [3], относительная погрешность анализа при содержании газов в масле ниже 10 ppm составляет более 50 %. Применение результатов анализа с такой большой погрешностью может привести к неправильной оценке состояния оборудования, т.е. снизить эффективность контроля. А во-вторых, нормы граничных концентраций для водорода и ацетилена, указанные в РД [3], совпадают с нормами МЭК [1].

3. Автор делает преждевременный вывод о том, что отличие в значениях ГК для двух типов реакторов может косвенно свидетельствовать о неэффективности работы системы охлаждения типа М и целесообразности установки на вновь изготавливаемых реакторах типа РОМБСМ систему охлаждения ДЦ. Для правильности такого вывода необходимо иметь достаточное количество статистического материала по растворенным газам в масле реакторов, отбракованных с помощью ГК газов, предлагаемых в данной статье.

4. Для подтверждения диагностической ценности полученных значений граничных концентраций газов в масле нормально работающих реакторов РОМБСМ стоило бы проанализировать несколько случаев забракованных в эксплуатации и аварийных реакторов с дефектами, прогнозируемыми с помощью расчетных ГК для данного типа реактора и известными по результатам разборки.

Промышленные модемы Phoenix Contact



**Надежная
и высокоскоростная
интеграция
удаленных объектов
в Ethernet-сеть
предприятия**

- Высокоскоростной беспроводной доступ по технологиям EDGE и 3G
- Подключение объектов на расстоянии до 30 км по фиксированной линии с технологией SHDSL
- Подключение объекта в сеть Ethernet по аналоговой телефонной линии

Аналоговое
соединение
через
коммутируе-
мые линии

Высоко-
скоростные
DSL каналы

Сотовые
сети 3G
Передача
данных
по беспровод-
ным каналам
связи
со скоростью
до 7,2 МБит/с

GSM
Internet
коммуника-
ция

Статью по данной тематике читайте на странице 76

ООО "Феникс Контакт РУС"
196105 Санкт-Петербург,
ул. Рощинская, д. 36, оф. 211
Тел.: +7 (812) 600-4129
Факс: +7 (812) 495-5663
info@phoenixcontact.ru
www.phoenixcontact.ru

**Приглашаем Вас посетить стенд "Феникс Контакт РУС" на выставке
"Энергетика и электротехника" 17-20 мая 2011: г. Санкт-Петербург,
Большой проспект В.О., д. 103, ВК «Ленэкспо», павильон №7, стенд D3**

КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫ ЛИ ГАЗОИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ?

ЗУЕВ Э.Н., профессор кафедры «Электроэнергетические системы» МЭИ (ТУ), к.т.н.

Как вы думаете, случайно ли в двух авторитетных журналах электроэнергетического профиля одновременно (в первых номерах за 2011 год) публикуются статьи [1, 2], посвященные газоизолированным линиям электропередачи (ГИЛ)? Возможно, в эпоху провозглашенного курса на модернизацию, на внедрение инноваций во все сферы промышленного производства, включая электроэнергетику, авторы, желая идти в ногу со временем, решили поведать общественности свои прогрессивные взгляды на перспективы развития техники передачи электроэнергии, имея ввиду, прежде всего, системы электроснабжения мегаполисов (к примеру, Москвы и Санкт-Петербурга). Чем же вызван этот нынешний всплеск интереса к ГИЛ? Уж не желанием ли заинтересованных организаций разработать очередную инновационную программу (подобную программе создания кабелей с высокотемпературными сверхпроводниками [3]) и после ее утверждения получить соответствующее финансирование? Будущее покажет. А сейчас попытаемся четко сформулировать задачу, для решения которой предлагается использовать газоизолированные линии.

ОБЩИЙ ВЗГЛЯД НА ПРОБЛЕМУ

Развитие процессов урбанизации, связанное с формированием все более крупных городских агломераций, в последние десятилетия выдвинуло в число первоочередных проблему обеспечения таких агломераций всеми видами энергоресурсов, и в первую очередь, электрической энергией. Общая задача их рационального электроснабжения на перспективу с позиций системного подхода должна учитывать следующие основные аспекты [4]:

- прогнозируемую динамику роста электропотребления;
- параметры существующей системы электроснабжения;
- предельные технические возможности и экономические характеристики существующих (традиционных) типов электрооборудования;
- ожидаемые технические и экономические характеристики разрабатываемых новых типов электрооборудования;
- характеристики надежности как отдельных элементов, так и схем электроснабжения в целом;

■ степень влияния элементов системы электроснабжения на окружающую среду;

■ архитектурно-планировочные условия развития городской агломерации.

Перечисленные аспекты определяют постановку задачи оптимизации развития систем электроснабжения крупных городов как *многокритериальную*. Вместе с тем, существующая практика решения таких задач основывается на их сведении к однокритериальным. Одна из причин этого – отсутствие надежных количественных показателей для выражения некоторых критериев, например, для оценки влияния на окружающую среду. Иногда такое сведение удается осуществить посредством объединения двух или более критериев в один за счет использования общих показателей. Например, надежность может учитываться путем включения ущерба от недоотпуска электроэнергии в функцию суммарных затрат. При этом критерии, не поддающиеся объединению, как правило, учитываются в виде тех или иных технических ограничений, накладываемых на оптимизируемые параметры.

Общепринятая на сегодня методика перспективного проектирования электроэнергетических систем, включая системы электроснабжения городов, основывается на технико-экономическом сопоставлении ряда намеченных вариантов и выбору из них оптимального по критерию максимальной экономической эффективности, в качестве которого сегодня используется *критерий минимума дисконтированных затрат* на сооружение и эксплуатацию объекта за некоторый устанавливаемый инвестором расчетный период [5]. Использование этой методики для многоэлементных систем сопряжено с риском принятия решения, не отвечающего глобальному минимуму целевой функции в силу того, что в числе рассматриваемых вариантов отсутствует действительно оптимальный. Этот риск усугубляется тем, что совокупность оптимальных по отдельности элементов еще не гарантирует оптимальность составленной из этих элементов системы.

Альтернативой является создание *оптимизационных технико-экономи-*

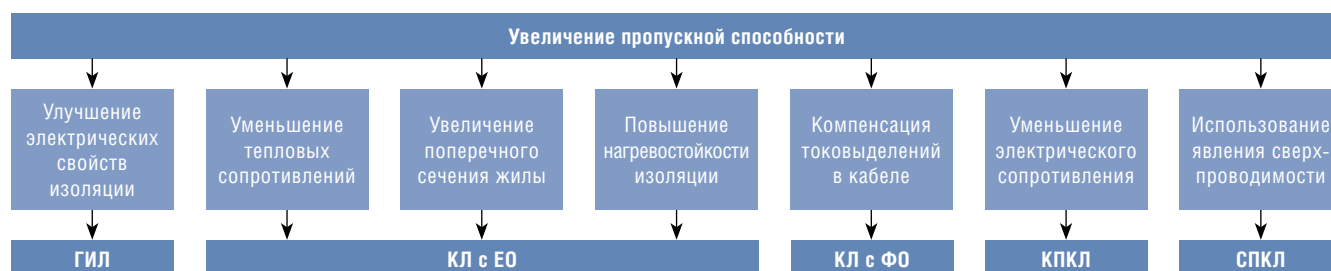


Рис. 1. Пути увеличения пропускной способности и направления развития техники подземной передачи электроэнергии

ческих моделей (ТЭМ) рассматриваемой системы электроснабжения в виде целевой функции (ЦФ), учитывающей затраты на сооружение и эксплуатацию всех взаимосвязанных элементов в пределах области, вычленяемой из системы более высокого уровня иерархии. Применительно к системам электроснабжения городов такое вычленение обычно ограничивается шинами высшего напряжения ($U_{\text{сист}}$) питающих подстанций энергосистемы (ПСС). Эти подстанции наряду с городскими ТЭЦ являются центрами питания системы глубоких вводов электроэнергии в районы города [6]. Отходящие от ПСС и ТЭЦ кабельные линии (КЛ) осуществляют питание подстанций глубокого ввода (ПГВ) на напряжении $U_{\text{ВН}}$. От последних питаются сети среднего напряжения ($U_{\text{СН}}$).

Разумное упрощение ТЭМ достигается исключением из функции суммарных затрат слагаемых, соответствующих сети низкого напряжения ($U_{\text{НН}}$). При этом в числе оптимизируемых переменных остаются параметры сети среднего напряжения (номинальное напряжение $U_{\text{СН}}$, число линий $n_{\text{СН}}$, отходящих от шин одной ПГВ), число и мощность ПГВ ($n_{\text{ПГВ}}$, $S_{\text{ПГВ}}$), а также номинальное напряжение питающих ПГВ кабельных линий $U_{\text{ВН}}$.

Таким образом, при заданных $U_{\text{сист}}$ и $U_{\text{НН}}$, удаленности ПСС (ТЭЦ) от границы района L_p , средней плотности нагрузки σ_p и площади района F_p целевая функция оптимизации системы электроснабжения района города представима в следующей неявной форме:

$$\text{ЦФ} = f(U_{\text{ВН}}, U_{\text{СН}}, S_{\text{ПГВ}}, n_{\text{ПГВ}}, n_{\text{СН}}).$$

Среди слагаемых ЦФ значительную долю составляют затраты на КЛ высокого напряжения, в связи с чем *выбор их типа является важной задачей*, решение которой во многом определяет эффективность всей системы электроснабжения. Эта задача должна ре-

шаться только в рамках рассмотрения системы электроснабжения в целом, то есть выявления значения переменных, отвечающих минимуму ЦФ, для каждого из рассматриваемых типов КЛ.

ВАРИАНТЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ

В реальности, в связи с отсутствием у проектировщиков соответствующего программного обеспечения и трудности решения столь многоплановой задачи методом прямого счета с последовательным перебором отличающихся по оптимизируемым параметрам вариантов вынужденно прибегают к редуцированной постановке задачи, сводя ее к попарному сопоставлению конкурентоспособных (по мнению инвестора) вариантов схем электроснабжения, отличающихся по типу КЛ, используемых для глубоких вводов электроэнергии в направлении от периферии к центру города. К числу таких типов, принципиально позволяющих удовлетворить перспективные потребности систем электроснабжения городов в линиях повышенной пропускной способности, относятся показанные на рис. 1 [7]:

- КЛ, выполненные кабелями ВН с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и оснащенные системами форсированного охлаждения (ФО);
- ГИЛ с использованием в качестве диэлектрика смеси элегаза (SF_6) с азотом (N_2);
- КЛ, выполненные кабелями с жилами из высокотемпературных сверхпроводящих материалов (ВТСПМ), охлаждаемыми жидким азотом (LN_2).

Рассмотрим *технические характеристики* этих вариантов и попытаемся провести их сопоставление.

Вариант 1: кабельные линии с изоляцией из СПЭ

Что касается этого варианта, то после заката эры сооружения маслонаполненных кабельных линий (МНКЛ)

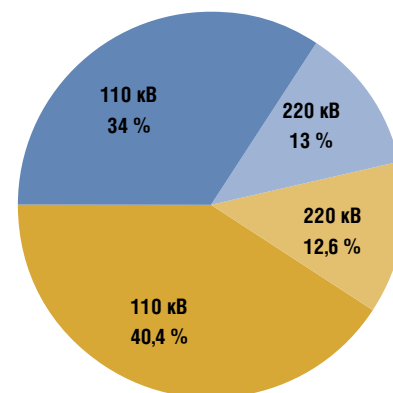


Рис. 2. Соотношение протяженностей КЛ 110 и 220 кВ с СПЭ-изоляцией и с маслонаполненной изоляцией:

- с полиэтиленовой изоляцией,
- с маслонаполненной изоляцией

низкого (НД) и высокого (ВД) давления в середине 90-х годов прошлого века все новые линии 110–220 кВ в Москве сооружались с использованием кабелей с изоляцией из СПЭ. По данным Высоковольтных кабельных сетей (ВКС) – филиала ОАО «МОЭСК» – на конец 2010 года общая протяженность эксплуатирующихся КЛ 110–220 кВ составляет 904 км, в том числе МНКЛ – 475 км (53 %) и КЛ с СПЭ-изоляцией (с сечением жил от 300 до 2000 мм²) – 429 км (47 %) [8]. Соотношение протяженностей КЛ разных номинальных напряжений следующее: 110 кВ – 74,4 %, 220 кВ – 25,6 %. (рис. 2).

Обратим внимание на то, что современная тенденция состоит в преимущественном использовании кабелей с жилами достаточно крупных сечений, что позволяет достигнуть более высокой пропускной способности КЛ (рис. 1). Современная кабельная промышленность в состоянии изготавливать кабели с изоляцией из СПЭ с сечением медной жилы ($F_{\text{ж}}$) до 3000 мм². Внешний диаметр такой сегментированной жилы (рис. 3) составляет $d_{\text{ж}} = 72$ мм.



Рис. 3. Сегментированная медная изолированная жила кабеля 500 кВ

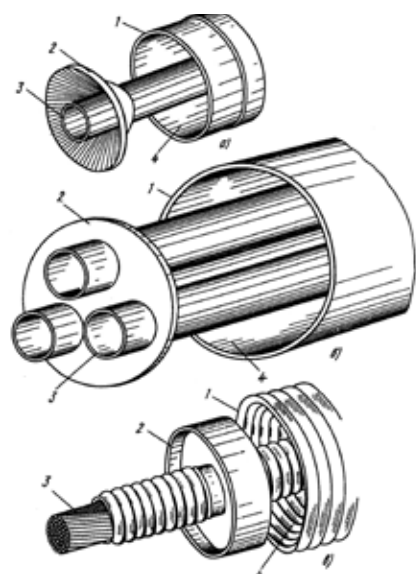


Рис. 4. Эскизы вариантов конструктивного выполнения ГИЛ: а) с пофазно экранированными жесткими трубчатыми токоведущими элементами; б) с тремя жесткими токоведущими элементами в общем экране (оболочке); в) с пофазно экранированными гибкими токоведущими элементами; 1 – экран (оболочка); 2 – электроизоляционная распорка; 3 – фазный проводник; 4 – пространство, заполняемое элегазом или его смесью с азотом под давлением

В таблице 1 сопоставлены толщины слоя изоляции ($\Delta_{из}$), габаритные размеры ($D_{внеш}$) и веса одного километра ($G_{каб}$) кабелей с таким сечением токоведущей жилы при тех номинальных напряжениях ($U_{ном}$), которые рассматриваются в [2] применительно к глубоким

Таблица 1. Характеристики одножильного кабеля с сечением медной жилы 3000 мм² с изоляцией из сшитого полиэтилена [9]

$U_{ном}$, кВ	$\Delta_{из}$, мм	$D_{внеш}$, мм	$G_{каб}$, т/км
220	23	139	38,8
500	31	158	42,5

вводам электроэнергии в системах электроснабжения мегаполисов.

Заметим, что вес жилы кабеля в расчете на 1 км длины линии при плотности меди $\gamma_{Cu} = 8,7 \text{ т/м}^3$ составляет 26,1 т/км.

Какую наибольшую мощность можно передать по таким кабелям? В самом благоприятном случае при прокладке трех одножильных кабелей с $F_{ж} = 3000 \text{ мм}^2$ в воздушной среде (в туннеле), их расположении в одной плоскости, допустимой температуре нагрева изоляции $T_{доп} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$ и транспозиции экранов *нагрузочная способность* такой одиночной линии, то есть допустимый по условиям нагрева изоляции в стационарном режиме ток ($I_{доп}$), составит 3,1 кА [9], чему соответствует плотность тока $j_{доп} \approx 1 \text{ А/мм}^2$.

Соответственно, при номинальном напряжении $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ допустимая мощность в условиях естественного охлаждения (ЕО) составит:

$$S_{доп(ЕО)} = \sqrt{3} U_{ном} I_{доп} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3,1 \approx 1200 \text{ МВА},$$

а при $U_{ном} = 500 \text{ кВ}$ – около 2700 МВА.

Еще одна показательная характеристика, определяющая к.п.д. линии – *потери активной мощности* на нагрев токоведущих элементов в трехфазной линии на 1 км ее длины при протекании допустимого тока $\Delta P_0 = 3(I_{доп})^2 R_0$, где для кабеля с сечением 3000 мм² $R_0 = 0,006 \text{ Ом/км}$ [9]. При этом $\Delta P_0 = 3 \cdot (3,1)^2 \cdot 0,006 = 0,174 \text{ МВт/км}$. Выраженное в процентах относительное значение потерь $\Delta P_{0,отн} = (\Delta P_0 / S_{доп(ЕО)}) \cdot 100$ для линии 220 кВ составит 0,0145 %/км, а для линии 500 кВ – 0,0065 %/км. Эти цифры свидетельствуют о том, что даже при характерных для линий глубоких вводов максимальных протяженностях (до 15 км) к.п.д. таких линий практически не отличается от единицы.

При использовании непосредственно внешнего (поверхностного) охлаждения (НВО), реализуемого путем размещения каждой фазы в отдельной трубе, по которой циркулирует вода, нагрузочная способность может быть увеличена в 2–3 раза [4]. Не иницируя здесь дискуссии о том, существует ли сегодня и в будущем потребность в столь высоких пропускных способностях, отметим лишь, что КЛ с ФО, выполненные кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена, на наш взгляд, обоснованно *должны быть включены в число конкурирующих вариантов* при рассмотрении вопросов электроснабжения мегаполисов.

Вариант 2:

газоизолированные линии

Итак, переходим к рассмотрению второго конкурирующего варианта – газоизолированной линии. На сегодня рассматриваются три конструктивных модификации трехфазных ГИЛ [10]:

- с пофазно экранированными жесткими токоведущими элементами (рис. 4, а);
- с тремя жесткими токоведущими элементами в общем экране (рис. 4, б);
- с пофазно экранированными гибкими токоведущими элементами (рис. 4, в).

В настоящее время в мире эксплуатируется более пяти сотен ГИЛ, причем большинство из них относится к первой категории. Разработки ГИЛ были начаты еще в 1963 году в Японии и несколько позднее – в США, Швейцарии, Великобритании, ФРГ, Франции и СССР. В нашей стране исследованиями ГИЛ в Москве занимались в Энергетическом институте им. Г.М. Кржижановского (ЭНИИ) и во Всесоюзном электротехническом институте (ВЭИ) им. В.И. Ленина, а в Ленинграде – в Научно-исследовательском институте постоянного тока (НИИПТ) [11].

Первая в СССР опытно-промышленная ГИЛ 220 кВ с пофазно экранированными трубчатыми фазами была сооружена в 1974 году на подстанции № 20 Ленэнерго [12]. Первая отечественная ГИЛ 110 кВ с тремя фазами в общей оболочке введена в опытную эксплуатацию на подстанции «Бескудниково» в Москве в 1975 году, а аналогичная линия 220 кВ – на московской подстанции «Чагино» в 1978 году. Обе упомянутые московские ГИЛ были разработаны, изготовлены и смонтированы под руководством специалистов ВЭИ [1]. Все три линии были проложены над землей, то есть в *воздушной среде*.

Обращаем ваше внимание на последнее обстоятельство в связи с тем, что нагрузочные способности ГИЛ при прокладке в воздухе (над землей или в кабельном сооружении) и в грунте (в земляной траншее) существенно отличаются. Так, еще в первом издании фундаментального труда академика Н.Н. Тихонова [13] доказано, что допустимый по условиям нагрева ток при прокладке ГИЛ в воздухе ($I_{доп,возд}$) значительно превышает аналогичный показатель для ГИЛ, проложенной в грунте, ($I_{доп,гр}$), причем тем в большей степени, чем больше внешний диаметр (D) оболочки фазы.

Соотношения $I_{\text{доп.возд}}$ и $I_{\text{доп.гр}}$ при различных значениях D иллюстрирует заимствованный из [13] рис. 5.

Представленные на рис. 5 зависимости рассчитаны для различных значений температуры на внешней поверхности оболочки ($T_{\text{об}}$), которые при прокладке в воздушной среде ограничены условиями безопасности работы обслуживающего персонала (максимально 70 °С), а при прокладке в земле – условиями исключения прогрессирующего монотонного увеличения удельного теплового сопротивления грунта ($\sigma_{\text{гр}}$), которое при расчетах принималось равным 1,2 К·м/Вт.

Вариант 3:

сверхпроводящие кабельные линии

Апологеты широкого внедрения сверхпроводящих кабельных линий в системы электроснабжения мегаполисов аргументируют свою позицию прежде всего такими их основными техническими преимуществами, как отсутствие необходимости в использовании сверхвысоких напряжений, то есть возможностью избавления от ряда последовательных транс-

формаций напряжения, а также исключительно высокой токонесущей способностью сверхпроводников, позволяющей осуществить передачу электроэнергии при плотностях тока на один-два порядка больших, чем в ранее рассмотренных вариантах. Недаром в «Комплексной программе разработки сверхпроводящего оборудования и технологий его применения в электроэнергетике» создание и внедрение опытно-промышленных образцов сверхпроводящих кабелей в конкретных электрических сетях выделены в отдельную подпрограмму, этапы реализации которой подробно рассмотрены в [3].

Однако вспомним, что еще в конце 70-х годов прошлого века во всем мире были прекращены исследования кабельных линий с «низкотемпературными» сверхпроводниками (НТСП), поскольку выяснилось, что они смогут конкурировать с другими решениями лишь при очень больших передаваемых мощностях – 3000 МВт и более. Потребности в таких пропускных способностях кабельных линий в обозримой перспективе не прогнозировались.

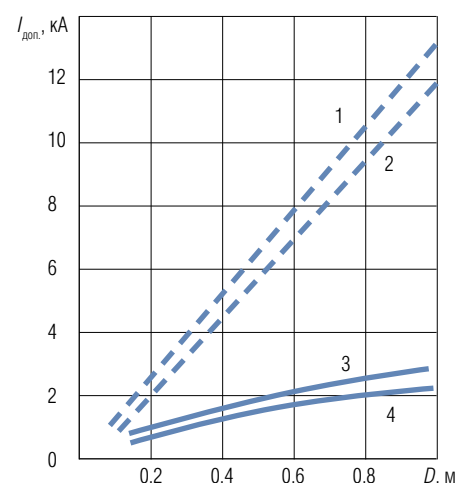


Рис. 5. Зависимости нагрузочной способности ГИЛ с пофазно экранированными токоведущими элементами от диаметра оболочки при прокладке: в воздухе (1 – $T_{\text{об}} = 70$ °С; 2 – $T_{\text{об}} = 50$ °С) и в земле (3 – $T_{\text{об}} = 30$ °С, песчаный грунт; 4 – $T_{\text{об}} = 50$ °С, глинистый грунт)

Тем не менее, надежда на возрождение сверхпроводящих кабелей (СПК) и на улучшение их технико-экономических показателей появилась после открытия в 1986 году «высокотемпературных» сверхпроводящих (ВТСП) материалов,



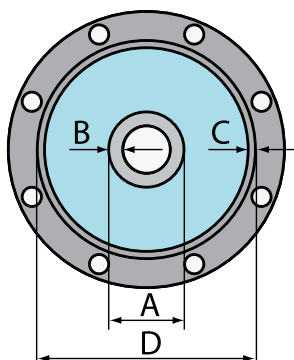


Рис. 6. Поперечное сечение фазы ГИЛ (копия рис. из [1, 2])

критические температуры которых значительно превышают аналогичный показатель для металлов, сплавов и соединений, относящихся к категории «низкотемпературных» сверхпроводников. С точки зрения создания СПК это означает потенциальную возможность отказа от гелиевого контура в системе охлаждения и перехода на уровень температур жидкого азота (77K), что, в свою очередь, приводит к существенному удешевлению этой системы [3].

Однако, использование ВТСП-материалов первого поколения (на основе висмута) для создания СПК ограничивается их относительно небольшой токонесущей способностью при 77K. Второй отрицательный момент – относительно высокая стоимость этих материалов. Открытие ВТСП-материалов второго поколения на основе иттрия с более высокой токонесущей способностью и сравнимых по стоимости с медью вызвало новый всплеск работ

по применению сверхпроводников для передачи ЭЭ. На сегодня можно говорить, по крайней мере, о 16 проектных разработках, часть из которых уже реализована в течение последнего десятилетия [14]. Их анализ свидетельствует о том, что пока речь идет о передаче ЭЭ на относительно небольшие расстояния (до 600 м) при номинальных напряжениях не выше 225 кВ и мощности не более 1000 МВА. Это, в свою очередь, означает, что говорить о революции в этой сфере пока не приходится и следует рассматривать такие сверхпроводящие кабельные линии не более чем в качестве потенциальных конкурентов другим нетрадиционным видам передачи ЭЭ. Однако поскольку в [2] идет речь об использовании ГИЛ на участках диаметральной связи северо-восточной и юго-западной зон Московского кольца 500 кВ протяженностью 15–17 км, то рассматривать ВТСПК в качестве альтернативного варианта пока что представляется преждевременным. В связи с этим далее сопоставляются лишь первые два варианта решения задачи.

ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ

Сопоставим технические характеристики, включая пропускные способности, ГИЛ однофазного исполнения (рис. 4, а) и кабелей с СПЭ-изоляцией при одинаковых номинальных напряжениях, способе прокладки (в воздушной среде – в туннеле) и при естественном охлаждении. На рис. 6 представлена копия поперечного сечения фазы ГИЛ из [1, 2].

Присвоим геометрическим размерам внутренней трубы индекс «ж» (жила), а размерам внешней трубы – индекс «об» (оболочка). Поставим в соответствие фигурирующим на рис. 6 буквенным обозначениям размеров следующие, более адекватные физическому смыслу обозначения:

A – $d_{\text{ж.внеш}}$ (внешний диаметр внутренней трубы),

B – $\Delta_{\text{ж}}$ (толщина внутренней трубы),

C – $\Delta_{\text{об}}$ (толщина оболочки),

D – $d_{\text{об.внеш}}$ (внешний диаметр оболочки),

Используя приведенные в [1, 2] значения этих размеров для интересующих нас двух номинальных напряжений, определим величины поперечных сечений ($F_{\text{ж}}$, $F_{\text{об}}$), размер изоляционного газового промежутка

($\Delta_{\text{газ}} = d_{\text{об.внутр}} - d_{\text{ж.внеш}}$) и его площадь ($F_{\text{газ}}$), соотношение диаметров жилы и оболочки ($a = d_{\text{об.внутр}} / d_{\text{ж.внеш}}$), а также объемы алюминия и газового промежутка ($V_{\text{ал.0}}$, $V_{\text{газ.0}}$) на один километр длины ГИЛ. Полученные результаты сведены в таблице 2.

В последней колонке даны суммарные значения весов внутренней и внешней труб ($G_{\text{ал.0}} = \gamma_{\text{ал}} V_{\text{ал.0}}$) на 1 км линии, определенные по плотности алюминия $\gamma_{\text{ал}} = 2,75 \text{ т/м}^3$ [15].

Анализ данных таблицы 2 показывает, во-первых, что габаритные размеры коаксиальной фазы ГИЛ (строка 6) весьма значительны по сравнению с внешними диаметрами кабелей соответствующего номинального напряжения. Это вызвано тем, что наибольшая электрическая прочность промежутка между двумя цилиндрическими электродами будет в том случае, если значение a равно $e = 2,718$ (основание натуральных логарифмов) [16, 17]. Значения a для рассматриваемых конструкций ГИЛ (строка 10) близки к оптимальному.

Во-вторых, сечения токоведущих элементов (строка 5) и оболочек (строка 9) особенно при $U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$ имеют очень большие значения, что, в свою очередь, влечет за собой существенные затраты (объемы) цветного металла (строка 16). Хотя, поскольку плотность алюминия примерно в три раза меньше, чем у меди ($\gamma_{\text{ал}} \approx 0,3 \gamma_{\text{Cu}}$), их веса (строка 17) сопоставимы с весами рассмотренных выше кабелей с медными жилами (таблица 1).

Стоимость фазы ГИЛ определяется не только стоимостью алюминиевых труб, но и в значительной степени стоимостью газового диэлектрика. Известно, что чистый элегаз весьма дорог и снижения его стоимости не ожидается. В связи с этим стоит обратить внимание на большие требуемые для заполнения фазы ГИЛ объемы газа (строка 14). Правда сегодня разработчики ориентируются на использование для этой цели смеси элегаза с азотом, провозглашая это якобы *ноу-хау* «новым» (или вторым) поколением ГИЛ. Вызывает недоумение отсутствие ссылок на работы советских исследователей, которые еще 40 лет назад обосновали целесообразность применения смеси из 10 % элегаза и 90 % азота [18].

Теперь пришел черед сопоставить нагрузочную способность ГИЛ и кабелей

Таблица 2. Геометрические характеристики ГИЛ однофазного исполнения

1	$U_{\text{ном}}$, кВ	220	500
2	$d_{\text{ж.внеш}}$, мм	102	178
3	$\Delta_{\text{ж}}$, мм	12,7	12,7
4	$d_{\text{ж.внутр}}$, мм	76,6	152,6
5	$F_{\text{ж}}$, мм ²	3560	6600
6	$d_{\text{об.внеш}}$, мм	307	508
7	$\Delta_{\text{об}}$, мм	7,6	6,4
8	$d_{\text{об.внутр}}$, мм	291,8	495,2
9	$F_{\text{об}}$, мм ²	7149	10085
10	a , отн. ед.	2,86	2,78
11	$\Delta_{\text{газ}}$, мм	189,8	317,2
12	$F_{\text{газ}}$, м ²	0,0587	0,1677
13	$V_{\text{газ.0}}$, м ³ /км	58,7	167,7
14	$V_{\text{ж.0}}$, м ³ /км	3,56	6,6
15	$V_{\text{ал.0}}$, м ³ /км	7,15	10,09
16	$V_{\text{ал.0}}$, м ³ /км	10,71	16,69
17	$G_{\text{ал.0}}$, т/км	29,5	45,9

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

**СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**

с СПЭ-изоляцией. Для этого нам придется вернуться к рис. 5 и, используя самую высоко лежащую кривую 1, для ГИЛ 220 кВ с $d_{об.внеш} = 307$ мм графически найти приближенное значение допустимого по условиям нагрева тока $I_{доп} \approx 3,8$ кА. При этом допустимая мощность трехфазной линии составит $S_{доп(EO)} = 1450$ МВА. При сечении токоведущего элемента $F_{ж} = 3563$ мм² допустимая плотность тока составит $j_{доп} \approx 1,07$ А/мм². Сравнение с аналогичными результатами для кабельной линии 220 кВ с СПЭ-изоляцией показывает, что кардинального преимущества ГИЛ в данном случае не выявляется.

Выполнение аналогичной процедуры для ГИЛ 500 кВ с $d_{об.внеш} = 508$ мм дает значение $I_{доп} \approx 6,6$ кА, при котором $S_{доп(EO)} \approx 5700$ МВА, а $j_{доп} \approx 1$ А/мм². В этом случае пропускная способность ГИЛ более чем в два раза выше аналогичного показателя для КЛ с изоляцией из СПЭ, хотя допустимые плотности тока одинаковы.

Несмотря на то, что удельное электрическое сопротивление алюминия на 65 % больше, чем у меди [15], большие сечения токоведущих элементов ГИЛ

определяют незначительность величин погонных активных сопротивлений и, соответственно, потерь активной мощности при допустимой по условиям нагрева нагрузке линии. Поэтому существенного отличия к.п.д. ожидать не следует. Его значение столь же мало отличается от единицы, как и у рассмотренных выше КЛ с СПЭ-изоляцией.

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В связи с тем, что в [1, 2] одним из преимуществ ГИЛ считается меньшая потребность в устройствах компенсации реактивной мощности (КРМ), а в [17] утверждается, что можно вообще «отказаться от применения управляемых устройств КРМ», следует остановиться на этом вопросе подробнее, поскольку стоимость таких устройств должна учитываться при технико-экономическом сопоставлении вариантов.

Для выяснения истины необходимо прежде всего выяснить, каково соотношение передаваемой в нормальном режиме наибольшего перетока мощности $P_{нб}$ (обычно это расчетное значение считается экономически целе-

сообразным) и *натуральной мощности* $P_{нат} = (U_{ном})^2 / Z_b$, где $Z_b = (x_0 / b_0)^{1/2}$ – *волновое сопротивление*, а x_0 и b_0 – погонные (на 1 км) значения индуктивного сопротивления и емкостной проводимости, соответственно.

Баланс реактивной мощности (Q) в любой линии электропередачи определяется соотношением ее зарядной мощности Q_c (то есть генерации емкостью) и потерь в индуктивном сопротивлении ΔQ_l . Соотношение между этими параметрами зависит от отношения передаваемой активной мощности к натуральной ($P_{отн} = P / P_{нат}$). Значение разности между зарядной мощностью и потерями, отнесенное к зарядной мощности, приближенно определяется через $P_{отн}$ следующим образом [19]:

$$\Delta Q_{отн} = (Q_{c0} - \Delta Q_{л0}) / Q_{c0} \approx 1 - (P_{отн})^2.$$

Зависимость $\Delta Q_{отн} = f(P_{отн})$ представлена на рис. 7.

Проведем сопоставление составляющих баланса реактивной мощности для двух рассматриваемых вариантов при номинальном напряжении 500 кВ, принимая в качестве наибольшей передаваемой в нормальном режиме мощности $P_{нб} = 2200$ МВт. Это зна-

**IX МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ УКРАИНЫ-2011**

20-22 сентября 2011 г.

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство энергетики и угольной промышленности Украины
Международный выставочный центр

- ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ
- ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
- ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ И АКСЕССУАРЫ
- АСУ ТП, КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И ДИАГНОСТИКА
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ
- ПРОМЫШЛЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ
- ЭНЕРГЕТИКА В СТРОИТЕЛЬСТВЕ
- ЭНЕРГЕТИКА НА ТРАНСПОРТЕ, В АПК
- АЛЬТЕРНАТИВНАЯ И ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА
- УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
- НЕФТЕГАЗОВАЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
- НАСОСЫ, ТРУБЫ, АРМАТУРА

ПРЕЗЕНТАЦИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПРЕДПРИЯТИЙ
ТАК УКРАИНЫ

- СОВЕЩАНИЯ, ТЕМАТИЧЕСКИЕ "КРУГЛЫЕ СТОЛЫ",
КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ,
ПРЕЗЕНТАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ

Официальное издание форума:



Технический партнер: **RentMedia**

Информационная поддержка:



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
Украина, 02660, Киев, Броварской пр-т, 15

IX МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
"ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
УКРАИНЫ: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ"

ПАТРОНАТ:
КАБИНЕТ МИНИСТРОВ УКРАИНЫ
КОМИТЕТ ВЕРХОВНОЙ РАДЫ УКРАИНЫ
ПО ВОПРОСАМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
КОМПЛЕКСА, ЯДЕРНОЙ ПОЛИТИКИ И ЯДЕРНОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ



Международный выставочный центр
Украина, 02660, Киев, Броварской пр-т, 15



М "Левобережная"
тел./факс: (044) 201-11-57
e-mail: nsilova@iec-expo.com.ua
www.tech-expo.com.ua
www.iec-expo.com.ua



Таблица 3. Электрические характеристики КЛ 500 кВ

Тип КЛ	$P_{нб}$, МВт	$I_{нб}$, А	$F_{нб}$, мм ²	$j_{нб}$, А/мм ²	$d_{об.внутр.}$, мм	a , о.е.	b_0 , мкСм/км	$Q_{со}$, Мвар/км	x_0 , Ом/км	Z_0 , Ом	$P_{нат}$, МВт	$P_{отн}$, о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СПЭ	2200	2540	3000	0,847	134/72	1,86	64,65	16,16	0,148	47,8	5230	0,42
ГИЛ	2200	2540	6600	0,385	495/178	2,78	17,06	4,26	0,064	61,4	4070	0,54

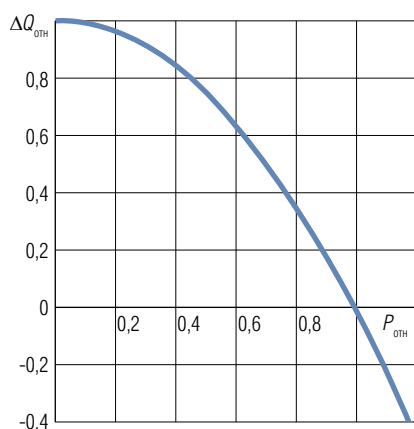


Рис. 7. Приближенное соотношение между избытком (дефицитом) реактивной мощности в линии и передаваемой по ней активной мощностью

чение соответствует рас четному для одной из первых сооруженных в США ГИЛ 500 кВ [11]. В таблице 3 представлены значения плотности тока в рассматриваемом режиме ($j_{нб}$), реактивных параметров (x_0 , b_0), волновых сопротивлений, натуральных мощностей и относительных передаваемых мощностей ($P_{отн}$).

Используя рис. 7 или приведенную выше формулу по данным в табл. 3 значениям $P_{отн}$ (колонка 13), получим:

- для КЛ с изоляцией из СПЭ $\Delta Q_{отн} = 0,823$, при этом $\Delta Q_{ло} = 2,86$ Мвар/км;
- для ГИЛ однофазного исполнения $\Delta Q_{отн} = 0,708$ и $\Delta Q_{ло} = 1,24$ Мвар/км.

Из сопоставления значений зарядной мощности (колонка 9) и $\Delta Q_{ло}$ ясно, что при такой нагрузке, которая значительно меньше $P_{нат}$ в обоих случаях имеет место *избыток реактивной мощности* в линии, однако в случае КЛ с изоляцией из СПЭ этот избыток $Q_{со} - \Delta Q_{ло} = 16,16 - 2,86 = 13,3$ Мвар/км примерно в 4,4 раза больше, чем в случае ГИЛ ($4,26 - 1,24 \approx 3$ Мвар/км). Необходимость установки устройств КРМ (шунтирующих реакторов) определяется способностью поглощения этих избытков энергосистемы в узлах ее примыкания к КЛ, что выявляется при расчете соответствующего установившегося режима работы системы в целом. В случае если эта необходимость существует, стоимость уста-

навливаемых устройств КРМ должна учитываться при технико-экономическом сопоставлении вариантов.

Обратим также внимание на то, что плотность тока (колонка 5) у ГИЛ в два с лишним раза ниже, чем у кабелей с СПЭ-изоляцией, что означает худшее использование сечения токоведущих элементов. Весьма интересно было бы также определить для обоих вариантов величины *экономической плотности тока*, поскольку приведенные в [5] ее значения не могут служить ориентиром при сопоставлении, ибо они не отвечают современным значениям технико-экономических показателей и определялись по устаревшей методике.

В заключение следует признать, что однозначного преимущества по всем рассмотренным показателям ни один из рассматриваемых вариантов не имеет. Это в свою очередь означает, что для выбора одного из них необходимо использовать *зоны экономически целесообразного применения* конкурирующих вариантов.

ЗАДАЧА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРАНИЦ ЗОН ПРИМЕНЕНИЯ КЛ

Теоретически решение этой задачи сводится к построению для каждого из рассматриваемых типов КЛ, предназначенных для реализации радиального глубокого ввода в район города, поверхности:

$\text{ЦФ}_{\min} = \varphi(L_p, S_p)$,
где $\text{ЦФ}_{\min}$ – минимальное значение затрат на систему электроснабжения при оптимальных значениях аргументов ЦФ; $S_p = \sigma_{cp} \cdot F_p$ – мощность, потребляемая районом города. Проекции линий пересечения поверхностей, построенных для различных типов КЛ, на плоскость (L_p, S_p) выделяют в последней зоны экономически целесообразного применения каждого из них.

Нахождение границ этих зон, соответствующих условию равноэкономичности двух систем электроснабжения с различными типами КЛ, осложняет-

ся тем, что для каждого из них можно выделить ряд подвариантов, различающихся в экономическом плане по следующим показателям [4]:

- способ прокладки линии (в траншее, туннеле, над землей);
- способ охлаждения (естественное или искусственное: косвенное, внешнее, внутреннее);
- хладагент и степень охлаждения (вода, масло, воздух, легкоиспаряющиеся и криогенные жидкости);
- тип конструкции (жесткая, полугибкая, гибкая);
- материал токоведущих элементов (медь, алюминий, СП-материалы);
- вид электрической изоляции (бумажно-масляная, полимерная, газовая);
- номинальное напряжение (среднее, высокое, сверхвысокое);
- род тока, а, следовательно, и тип конечных подстанций;
- взаимное расположение токоведущих элементов, определяющее значения реактивных параметров линии, а, следовательно, и потребность в компенсирующих устройствах;
- требуемая мощность насосов рефрижераторных установок (при наличии искусственного охлаждения).

В этих условиях каждая из указанных границ трансформируется в полосу, ширина которой определяется диапазонами изменения затрат на КЛ при вариации перечисленных факторов. Отсюда следует, что решение задачи определения зон экономически целесообразного применения различных типов кабельных линий в системах электроснабжения городов в общем виде не представляется возможным, и требует сочетания использования оптимизационных моделей с методом вариантного сопоставления.

К имеющимся в литературе оценкам технико-экономических показателей нетрадиционных способов подземной передачи электроэнергии следует подходить с известной осторожностью, так как они, как правило, выполняются применительно к какой-либо одной возможной конструкции, одному способу прокладки, охлаждения, определенным материалам и т.п. Кроме того, большинство оценок касается кабеля как такового и не учитывает ни стоимости конечных подстанций, ни стоимости компенсирующих устройств.

Показателем, который с достаточной полнотой отражает экономические свойства того или иного типа передачи, являются *удельные затраты* $Z_{уд}$, то есть затраты на единицу наибольшей передаваемой мощности и длины, отнесенные к одному году. В ряде зарубежных работ, детально проанализированных в [4, 11], была сделана попытка сопоставления различных кабельных линий по зависимостям $Z_{уд} = f(P_{нб})$ с целью выявления таких интервалов мощностей, в которых экономически целесообразно использование того или иного способа подземной передачи.

В качестве примера на рис. 8 показаны результаты оценки французских исследователей, согласно которым наименьшими удельными затратами характеризуются КЛ постоянного тока (позиции 3 и 7). По всей вероятности в этом случае стоимость конечных преобразовательных подстанций не учитывалась. Что касается ГИЛ (позиция 4) и КЛ с СПЭ-изоляцией с форсированным охлаждением (позиция 2), то при номинальном напряжении 400 кВ величины $Z_{уд}$ у них практически одинаковы. Таким образом, эти два варианта следует считать вполне конкурентоспособными. При решении вопроса о сооружении новых линий глубоких вводов в системах электроснабжения мегаполисов они должны быть подвергнуты детальному технико-экономическому сопоставлению с учетом всех влияющих факторов.

ВЫВОДЫ

1. Безоговорочная ориентация на применение газоизолированных линий для глубоких вводов электроэнергии в районы крупнейших городов неправомерна.

2. В качестве конкурирующего варианта в первую очередь следует рассматривать линии, выполненные кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена и оснащенные системами принудительного («форсированного») охлаждения.

3. Техничко-экономические преимущества ГИЛ выявляются лишь при расчетных передаваемых мощностях 2000 МВт и выше и при сверхвысоких номинальных напряжениях (500 кВ и более). Использование таких напряжений для реализации глубоких вводов может оказаться неприемлемым по системным соображениям. Поэтому

му выбор номинального напряжения таких линий должен производиться с учетом смежных элементов системы электроснабжения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вариводов В.Н. Газоизолированные высоковольтные линии // Электроэнергия. Передача и распределение. 2011, № 1. С. 74–77.

2. Бударгин О.М., Мисриханов М.Ш., Рябенко В.Н. Перспективы применения газоизолированных линий в современных электропередачах высокого и сверхвысокого напряжений // ЭЛЕКТРО, 2011, № 1. С. 2–9.

3. Дорофеев В.В. Сверхпроводимость – одно из направлений будущих технологий российской электроэнергетики // Энергоэксперт, 2007, № 3. С. 64–67.

4. Зуев Э.Н. Основы техники подземной передачи электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1999.

5. Справочник по проектированию электрических сетей. – 3-е изд. / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.

6. Ковалев Г.Ф. Проблемы электроснабжения крупных городов и мегаполисов // Электроэнергия. Передача и распределение. 2011, № 1. С. 64–70.

7. Зуев Э.Н. Подземные электропередачи – прошлое, настоящее, будущее // Энерго-инфо, 2008, № 9. С. 36–43.

8. Высоковольтные кабельные сети МОЭСК. Проспект выставки САВEX-2011.

9. Кабельные системы с изоляцией из сшитого полиэтилена. Руководство пользователя. АББ Москабель, 2008.

10. Зуев Э.Н. Газоизолированные линии электропередачи. – М.: Изд-во МЭИ, 1979.

11. Веников В.А., Зуев Э.Н. Криогенные кабельные линии // Сверхпроводимость и ее применение. Итоги науки и техники. Сер. Электротехнические материалы, электрические конденсаторы, провода и кабели. Т.9. – М.: ВИНТИ АН СССР, 1977. С. 71–152.

12. Наумовский Е.Л. Опыт-промышленная линия электропередачи напряжением 220 кВ в трубах со сжатым газом / В сб. «Энергетическое строительство», № 10 (148) – М.: 1973. С. 68–69.

13. Тиходеев Н.Н. Передача электроэнергии сегодня и завтра. – Л.: Энергия, 1975.

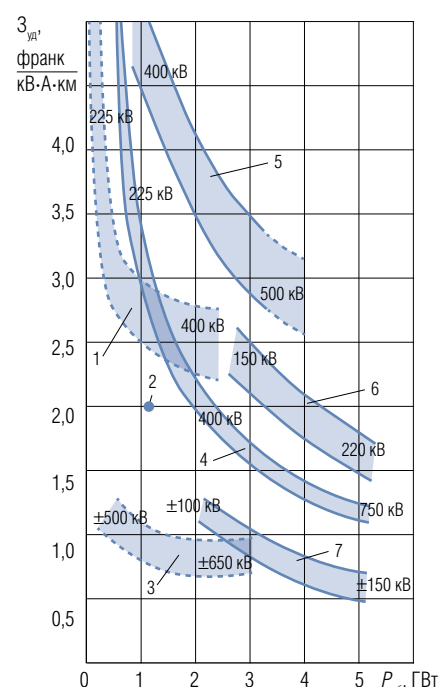


Рис. 8. Зависимости удельных затрат от наибольшей передаваемой мощности для КЛ различных типов: 1 – МНК высокого давления с ФО; 2 – кабель 400 кВ с изоляцией из СПЭ с ФО; 3 – МНК постоянного тока с ФО; 4 – ГИЛ с ЕО; 5 – криопроводящий кабель (КПК) переменного тока; 6 – НТСПК переменного тока; 7 – НТСПК постоянного тока

14. Елагин П.В., Щербаков В.И. Сверхпроводниковые кабели: от лабораторных макетов к полупромышленным образцам // Кабель-news, 2009, № 1. С. 70–80.

15. Основы современной энергетики. Том 2: Современная электроэнергетика. – 4-е изд. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008 (Глава 10. Технические средства передачи электроэнергии).

16. Тиходеев Н.Н. Передача электрической энергии. – 2-е изд. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1984.

17. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Ширковец А.И. Характеристики газои-золированных линий электропередачи и перспективы их использования в электроэнергетике // ЭЛЕКТРО, 2010, № 2. С. 29–34.

18. Майзель Е.С. Исследование электрических характеристик газовой изоляции применительно к маломощным токопроводам. В сб. «Электrofиз. аппаратура и электр. изоляция». – М.: Энергия, 1970. С. 572–577.

19. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 8-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2002.

УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

МИХАЛЕВ С.В., инженер-системотехник ООО «НТЦ «Механотроника»

ПИРОГОВ М.Г., начальник отдела системотехники ООО «НТЦ «Механотроника»

Тепловые модели двигателей находят в настоящее время широкое применение в системах автоматизированного электропривода и цифровой релейной защите двигателей. Тепловая модель предназначена для моделирования процессов нагрева и охлаждения двигателя с целью его защиты от всех видов перегрузки. Повышение температуры машины при включении ее под нагрузку в первую очередь отражается на состоянии изоляции обмоток и стали. Многочисленные эксперименты и опыт эксплуатации электрических машин показывают, что для каждого класса изоляционных материалов существует определенный уровень температуры, превышение которого всего на несколько градусов приводит к существенному сокращению срока службы [1].

Предельные допустимые превышения температуры изоляции электрических машин установлены ГОСТ Р 52776-2007 и ГОСТ 8865-93.

Вследствие сложности описания процессов нагрева и охлаждения различных частей электродвигателя, при разработке тепловых моделей двигателей принимаются, как правило, следующие допущения (классическая теория нагревания [1]):

- вся электрическая машина рассматривается как однородное сплошное тело, обладающее неограниченной теплопроводностью, что приводит к отсутствию градиента температуры по любому направлению в объеме машины;
- источники тепла равномерно распределены по объему электрической машины;
- окружающая среда обладает бесконечно большой теплоемкостью;
- коэффициент теплоотдачи между поверхностью машины и окружающей средой не зависит от места и длительности протекания процесса.

Моделирование нагрева двигателя в тепловых моделях, основанных на этих допущениях, осуществляется в соответствии с дифференциальным урав-

нением, выражающим баланс энергии электрической машины за время dt [3]:

$$Qdt = A\Delta t^\circ dt + Cd(\Delta t^\circ) \text{ (Дж)}, \quad (1)$$

где Q – общее количество тепла, выделяемое в электрической машине в единицу времени dt (Дж/сек); A – теплоотдача электрической машины, т.е. количество тепла, выделяемое ею в окружающую среду в единицу времени при разности температур в 1° (Дж/сек·град); Δt° – превышение температуры машины над температурой окружающей среды, выраженное в градусах; C – теплоемкость электрической машины, т.е. количество тепла, необходимое для повышения ее температуры на 1° (Дж/град).

Принимая во внимание, что количество выделяемого в двигателе тепла пропорционально квадрату тока, запишем уравнение (1) в виде:

$$\frac{dt^\circ}{dt} + \frac{1}{\tau} \cdot t^\circ = \frac{1}{\tau} \cdot (\Delta t_{\text{ном}}^\circ \cdot \frac{I^2}{I_{\text{ном}}^2} + t_{\text{окр}}^\circ), \quad (2)$$

где τ – постоянная времени нагревания или охлаждения двигателя; t° – текущая температура объекта; $t_{\text{окр}}^\circ$ – температура окружающей среды; $\Delta t_{\text{ном}}^\circ$ – температурный перегрев объекта при

номинальной мощности; I – текущий ток двигателя; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток двигателя.

Как правило, при создании тепловых моделей пользуются не решением дифференциального уравнения (2) при постоянном значении тока, а общим численным решением этого уравнения, описывающим любые изменения тока.

Численное решение уравнения (2) определяется выражением (3):

$$\theta(t) = \theta(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{\tau} \cdot (\frac{I^2}{I_{\text{ном}}^2} - \theta(t - \Delta t)), \quad (3)$$

где $\theta(t)$ – превышение температуры в момент времени t .

Пример реализации тепловой защиты двигателя на базе уравнения (3) представлен на рисунке 1.

Отметим некоторые особенности такого способа реализации тепловой защиты:

- необходимость ввода отдельной постоянной времени для процесса охлаждения двигателя в отключенном состоянии, что связано с существенным уменьшением теплоотдачи двигателя при остановленной системе охлаждения, если вентилятор обдува

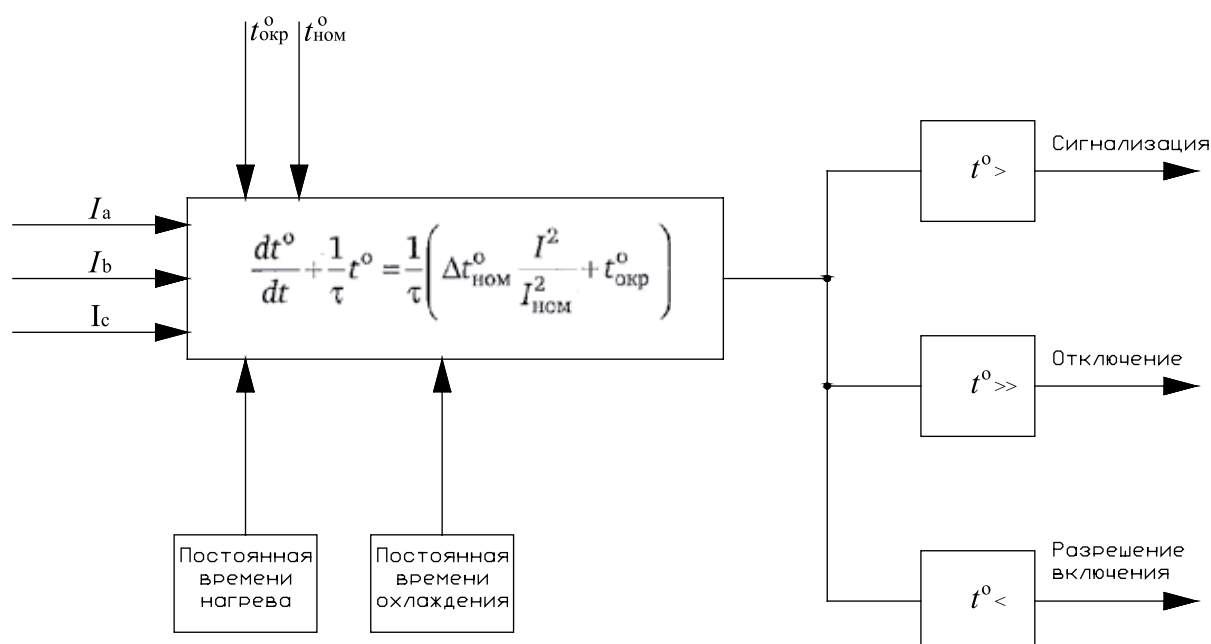


Рис. 1. Пример реализации цифровой тепловой защиты

электродвигателя закреплен на валу двигателя;

- необходимость ввода дополнительно тепловой модели ротора для ограничения допустимого числа пусков или прямое ограничение числа пусков из «холодного» и из «горячего» состояний;
- для учета нагрева от токов обратной последовательности, токов высших гармоник и токов негармонических составляющих требуется введение в модель дополнительных уточняющих выражений;
- неизвестные постоянные времени нагрева и охлаждения с достаточной для практического применения модели точностью могут быть определены только экспериментальным путем.

Следует отметить, что делались неоднократные попытки разработки методики определения постоянных времени нагрева и охлаждения электродвигателя по его паспортным данным. Однако экспериментальная проверка указанных методик показывает, что получаемая в результате тепловая модель дает результаты, сильно отличающиеся от реальной температуры двигателя.

Сравним, например, результаты, получаемые с помощью рассчитанной по паспортным данным тепловой модели, с результатами, полученными на физической модели. В качестве физической модели был использован асинхронный трехфазный электродвигатель с короткозамкнутым ротором АИР100S4

мощностью 3 кВт. В качестве датчиков температуры использовались два терморезистора типа ММТ-1, один из которых был механически прикреплен снаружи к корпусу двигателя, а второй встроен в лобовую часть обмоток внутри корпуса.

Анализ тепловых параметров математической модели проводился для следующих режимов:

- пуск и стационарная длительная работа при номинальном напряжении питания с нагрузкой 1,2 номинальной при температуре окружающей среды минус 20 °С до срабатывания защиты или в течении 0,3 часа;
- пуск и работа в повторно-кратковременном режиме с ПВ-40 % и продолжительностью цикла ПВ 0,2 часа при номинальном напряжении питания с нагрузкой 1,2 номинальной при температуре окружающей среды минус 20 °С до срабатывания защиты или в течении одного часа.

При проведении эксперимента использовалась тепловая модель, рассчитывающая относительный перегрев двигателя, где за 100 % принято значение перегрева двигателя при длительной работе с номинальной нагрузкой.

Из результатов проведенного эксперимента следует, что тепловая модель соответствует реальному электродвигателю только в очень грубом приближении. Так во время эксперимента температура нагрева лобовых частей достигла

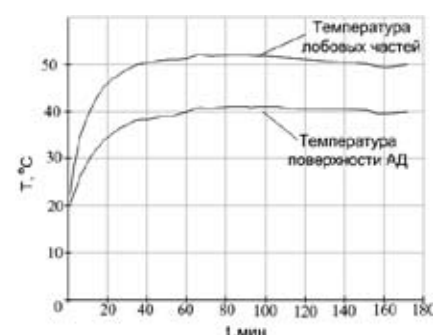


Рис. 2. Результаты измерения температуры двигателя при проведении эксперимента

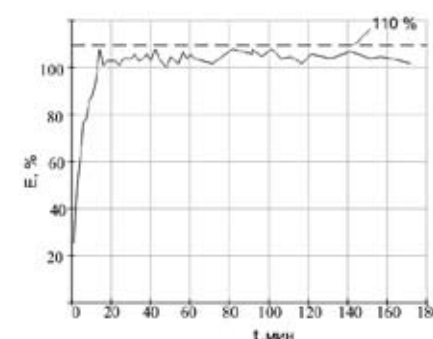


Рис. 3. Результаты работы тепловой модели

52 °С, а по данным модели относительный перегрев составил более 100 %. Простой расчет показывает, что относительный перегрев в 120 %, при котором защита отключает двигатель, будет соответствовать 62,4 °С, что значительно меньше допустимой температуры нагрева изоляции 105 °С. Поэтому исполь-

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



БМРЗ

Защита,
автоматика,
управление
и сигнализация

на присоединениях от 0,4 до 220 кВ



НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ ЦИФРОВЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ



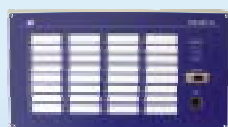
Шкафы защиты подстанционного оборудования и линий электропередачи 6(10), 35, 110, 220 кВ



Устройства частотной разгрузки



Многофункциональные устройства РЗА от 0,4 до 220 кВ для всех отраслей энергетики



Устройства центральной сигнализации



Блоки питания



Дуговая защита КРУ 6–35 кВ

198206, Санкт-Петербург, ул. Пионерстроя, 23 А
Тел.: +7 (812) 744-89-94, факс: +7 (812) 744-45-83
E-mail: sales@mtrele.ru, info@mtrele.ru

www.mtrele.ru

реклама

зование такой модели не позволяет полностью использовать перегрузочную способность защищаемого электродвигателя. Результаты измерения температуры лобовых частей и поверхности асинхронного двигателя приведены на рисунке 2. Результаты работы тепловой модели приведены на рисунке 3.

Также необходимо отметить, что математическое моделирование нагрева не позволит корректно определить возникновение «локальных» тепловых зон, вызывающих перегрев электродвигателя. Такие зоны, например, могут возникать в подшипниках электродвигателя машины вследствие их естественного износа или заводского брака, во вводной коробке электродвигателя, вследствие ухудшения состояния контактов и т.п.

На основании приведенных выше данных можно сделать вывод: используемые в настоящее время тепловые модели защищаемого объекта не могут адекватно отражать процесс нагрева электродвигателей. Предварительное практическое определение при проведении пусконаладочных работ постоянных времени нагрева и охлаждения экспериментальным методом позволит повысить качество работы таких алгоритмов. Однако большинство производителей устройств РЗА, в отличие от ООО «НТЦ «Механотроники», не сопровождает свои устройства соответствующими методиками, что вызывает трудности при проектировании и ошибки применения. В связи с чем, несомненно, данный вопрос требует дальнейших теоретических исследований и практической оценки применения. А на данном этапе целесообразно не «увлекаться» в применении тепловых моделей при организации защиты реальных объектов, а вводить действие такой защиты только на сигнал.

ЛИТЕРАТУРА

1. Филиппов И.Ф. Теплообмен в электрических машинах: Учеб. пособие для вузов. – Л. Энергоатомиздат, 1986 г.
2. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007 г.
3. Проектирование электрических машин. – под ред. Копылова И.П. – М.: Энергия, 1980 г.
4. ГОСТ 7217-87. Машины электрические вращающиеся. Двигатели асинхронные. Методы испытаний.
5. Алексеев В.В., Козярук А.Е., Загривный Э.А. Электрические машины. Моделирование электрических машин приводов горного оборудования.: Учеб. пособие. СПб. Санкт-Петербургский государственный горный институт, 1986 г.
6. Александров А.М. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. – Методические указания Санкт-Петербург Издательство ПЭИПК. – 1999 г.

МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ РОССИИ

2011

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

- Минэнерго РФ
- ОАО «Федеральная сетевая компания
Единой энергетической системы»
(ОАО «ФСК ЕЭС»)
- ОАО «Холдинг МРСК»

В 2010 году в работе выставки и семинара «Электрические сети России» приняло участие более 400 фирм и организаций, в том числе, научные, проектные, строительные и эксплуатационные компании ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК», энергетики стран СНГ, зарубежные фирмы и СП, производители оборудования, конструкций и материалов, специалисты-энергетики других отраслей промышленности из России, Армении, Беларуси, Великобритании, Германии, Гонг-Конга, Испании, Италии, Казахстана, Китая, Кореи, Польши, Сербии, США, Украины, Финляндии, Хорватии, Чехии.
Выставку посетило 25.000 человек.

Организаторы:

- «Совет ветеранов войны и труда
энергетиков»
- ЗАО «ТВЭСТ»

Генеральные информационные спонсоры



Генеральный информационный спонсор

в сети Интернет

RusCable.Ru

Специальный информационный спонсор



Информационные спонсоры



29 ноября – 02 декабря

Москва, ВВЦ павильон №69

Время работы выставки

29 ноября

12:00 – 12:30 – официальное открытие
12:30 – 18:00 – работа выставки

30 ноября – 01 декабря

10:00 – 18:00 – работа выставки

02 декабря

10:00 – 12:00 – работа выставки
12:00 – закрытие, награждение участников выставки

Разделы выставки:

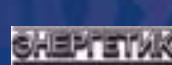
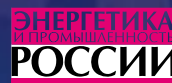
Электротехническое оборудование и распределительные устройства,
Воздушные и кабельные линии электропередачи,
Устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики,
АСУ ТП и информатизация, связь, АСКУЭ.

Телефон/факс: (495) 771-6564, 963-4817

E-mail: exhibit@twest.ru

Сайт выставки: www.expoelectroseti.ru

Информационная поддержка



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПЛАТФОРМЫ КАК ФОРМАТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ (ПРОЕКТ)

НАУМОВ Э.Б., генеральный директор НП «ИНВЭЛ»

Понятие «Технологические платформы» было позаимствовано у стран Евросоюза. Этот термин предложила Еврокомиссия для обозначения крупных целевых технологических проектов объединяющих усилия государства, бизнеса и науки. В самом общем виде функция ТП состоит в объединении интересов различных структур: государства, науки, промышленности, бизнеса и т.д. Такие проекты актуальны, когда масштабы и сложность реализации требуют консолидации усилий всех заинтересованных сторон (стейкхолдеров). Основная задача ТП состоит в том, чтобы сформировать общую программу исследований и мобилизовать необходимые государственные и частные ресурсы.

ПРЕДПОСЫЛКИ СОЗДАНИЯ ТП

Объединение участников платформы происходит для достижения общей цели – решения сложной технологической задачи и снижения издержек за счет синергетического эффекта. Инициирование крупномасштабных промышленно-ориентированных научных исследований способствует значительной активизации финансирования подобных проектов со стороны государства и частного сектора.

ТП призваны стимулировать научно-исследовательскую деятельность по конкретным направлениям, добиваясь позитивных результатов не только в экономике и технологиях, но и в социальной сфере. В Европе ТП выступают эффективным инструментом развития научных исследований и инновационных проектов. Эта инициатива позволила запустить программу «быстрого старта», по которой производилось привлечение инвестиций в различные передовые проекты – к примеру, касающиеся нанoeлектроники, мобильных коммуникаций, и т.д.

СОЗДАНИЕ ТП: УСЛОВИЯ, АЛГОРИТМ, ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ

Создание ТП требует анализа возможных рисков на пути к созданию и выведению новых технологий на рынок. Помимо этого, деятельность ТП тесно связана с широким кругом вопросов,

касающихся состояния как отдельных отраслей, так и экономики в целом – таких, как проблемы технического регулирования, наличие квалифицированных кадров и т.д. Для проработки этих моментов на базе ТП организуются форумы, на которых заинтересованные стороны могут выразить свои позиции, взгляды, предложить свои решения актуальных проблем.

Идея ТП подразумевает объединение основных заинтересованных на единой площадке.

Механизм достижения этой цели включает создание координационного центра – специальной комиссии, состоящей из инициаторов ТП. Комиссия, помимо координирующей, несет еще и представительскую функцию, участвуя в различных совещательных органах, контролирующих развитие проекта.

Можно выделить следующие ключевые направления деятельности ТП:

- выработка стратегической программы исследований, которая включает приоритетные направления научных исследований на среднесрочный и долгосрочный периоды. Одним из компонентов программы является учет последующего проникновения продукта на рынок. В связи с этим, помимо стратегической программы исследования, разрабатывается также стратегия развертывания, т.е. план транс-

фера продукта от производителя к потребителю;

- обеспечение полноценного финансирования платформы. Как говорилось выше, любую ТП отличают масштабность и комплексность решаемых задач. Поэтому для обеспечения жизнеспособности платформы необходимо создать четко отлаженные механизмы мобилизации частного и государственного инвестирования. А это требует плотной работы с финансовым сообществом и государственными структурами;

- подготовка высококвалифицированных кадров, способных обеспечить эффективную реализацию проектов в рамках ТП;

- непрерывный контакт ТП с общественностью, обеспечение эффективных коммуникаций. Значимость реализуемых в рамках ТП проектов обуславливает необходимость масштабной работы по разъяснению целей ТП как заинтересованным сторонам, так и неспециалистам.

Условие эффективного функционирования ТП – «открытый» характер, который подразумевает свободный «вход» для каждого заинтересованного лица. Учет различных мнений участников способствует формированию комплексного подхода к работе.

В создании платформы могут быть вовлечены следующие стейкхолдеры:

■ **промышленность.** К этой категории могут быть отнесены производственные предприятия различного уровня и масштаба. Участвуя в финансировании научных разработок и исследований они, тем не менее, решают сугубо практические задачи по получению новых технологий и извлечению коммерческой прибыли;

■ **органы государственной власти.** Помимо политических и финансовых вопросов в организации ТП она выполняет функцию потребителя и промоутера создаваемого продукта. От степени вовлеченности властных структур в процесс становления ТП зависит масштаб распространения на глобальном, общеевропейском, региональном и местном уровнях;

■ **исследовательские институты и академическое сообщество.** Целью привлечения этой стороны в работу ТП является использование потенциала достижений науки для создания коммерчески выгодных технологий. В свою очередь, коммерциализация достижений фундаментальной науки дает дополнительный импульс развитию научных организаций;

■ **финансовое сообщество** (частные банки, инвестиционные фонды, венчурный капитал, бизнес-инкубаторы и т.д.). Для успешного запуска платформы важно определить все потенциальные источники финансирования и механизмы, обеспечивающие дальнейшую реализацию проекта. Зачастую для решения этих задач в рамках ТП создаются специальные рабочие группы;

■ **гражданское общество.** Инновационную экономику отличает ориентация на потребителя, а значит и на создание качественных и востребованных продуктов и услуг. Следовательно, потребители и ассоциации по защите прав потребителей также могут внести значительный вклад в работу ТП.

Сложность, масштаб и стратегический характер решаемых ТП задач предопределяют ориентацию на международную кооперацию в рамках платформ.

Такой подход особенно актуален, если один из приоритетов ТП – установление мировых стандартов или привлечение крупных компаний, способных направить значительные инве-

стиции в научно-исследовательскую деятельность.

Еще одним важным фактором, обеспечивающим эффективную работу платформы, является гибкость ее структуры, которая должна обеспечивать учет интересов всех стейкхолдеров, но при этом избегать излишней бюрократизации процессов.

ПРИМЕР РЕАЛИЗАЦИИ ТП

Один из ярких примеров реализации технологической платформы – платформа Smart Grids. В 2004 году в Европе состоялась первая Международная конференция по интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и распределенных энергоресурсов, на которой была предложена идея создания технологической платформы, предназначенной специально для развития электроэнергетики в Европе. В результате в 2005 году была запущена платформа Smart Grids – European technology platform for electricity networks of the future, то есть платформа, посвященная созданию «электросетей будущего». Задачи создания платформы заключались в формировании и популяризации концепции развития европейских электрических сетей до 2020 года и далее, а также в обеспечении высокой эффективности и безопасности функционирования европейской энергетической системы. В 2007 году была опубликована Стратегическая научная программа, которая в настоящий момент является основой для других европейских и национальных программ. На практике потребители электроэнергии были обеспечены специальными счетчиками, которые предоставляют информацию о времени использования, общем уровне потребления электроэнергии, а также стоимости полученных услуг.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПЛАТФОРМЫ В РОССИИ: ПЕРВЫЙ ШАГ К ФОРМИРОВАНИЮ НОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ИННОВАЦИЙ

В настоящее время руководством России обозначен курс на модернизацию и переход на инновационный путь развития.

На заседании Правительственной Комиссии по высоким технологи-

ям и инновациям было принято решение о создании технологических платформ в России. По итогам работы было сформировано порядка 190 проектов технологических платформ. Курирующим эту работу Минэкономразвития России было рекомендовано доработать представленные проекты платформ, в том числе путем их объединения. В итоге к середине марта были отобраны проекты 23 технологических платформ, готовых к внесению для утверждения Правительственной комиссией по высоким технологиям и инновациям. Инициаторам еще 9 проектов были представлены рекомендации по их доработке.

В числе отобранных – проект технологической платформы «Интеллектуальная энергетическая система России». На сегодня о присоединении к Меморандуму этой ТП заявили более 120 компаний из различных сфер, включая энергетику, ИТ, научные и некоммерческие организации.

Следует отметить, что термин Smart Grid по-разному трактуется российскими специалистами. Особое понимание термина нашло отражение и в названии российской технологической платформы: если иностранные коллеги связывают с термином Smart Grid вопросы совершенствования сети, то для России более актуальным является понимание концепции Smart Grid как нового образа энергетической системы. Очевидно, такая разница является весьма существенной: во втором случае речь идет о качественно иной организации всей отрасли, а не только сетевого хозяйства.

Говоря о механизмах инновационного развития в России, следует признать, что технологические платформы не являются инструментом, который достаточен для запуска инновационного развития сам по себе. Для перехода к инновационному развитию деятельность технологических платформ как дискуссионного инструмента должна быть дополнена неким исполнительным механизмом. Таким механизмом в энергетике могут выступить инновационные парки (энергопарки), построенные по аналогии с инновационными энергетическими хабами (hubs) в США и

энергетическими инновационными парками в Европе. На этот элемент и его роль в создании инноваций и развитии отрасли следует обратить особое внимание.

Практика создания энергетических инновационных парков также распространена в Европе. В качестве примера можно назвать инновационные парки RWE (Германия), E.ON (Германия), EnBW (Германия), EDP (Португалия), EDF (Франция), Iberdola (Испания).

В рамках хабов предполагается объединять команды талантливых разработчиков для решения приоритетных задач, определяемых технологической платформой. Имея тесную связь с производством, именно хабы должны заполнить пробел между достижениями фундаментальной науки и их коммерциализацией, воплощением на практике.

Специфика инновационного энергопарка (хаба) и его зарубежных прототипов в том, что он является площадкой взаимодействия различных участников инновационного процесса – энергетических компаний, поставщиков венчурного бизнеса и финансовых организаций, ученых и разработчиков, представителей власти, профессионального сообщества, отечественных и зарубежных экспертов, образовательных и научных учреждений. Таким образом, хабы позволяют соединить науку и практику посредством венчурного бизнеса, который, в свою очередь, превращает идеи в технологии. Ключевое преимущество, которое предоставляет инновационный энергопарк энергетическим компаниям – возможность получать технологии для решения конкретных задач, используя лучшие имеющиеся

в отрасли средства вместо того, чтобы самостоятельно финансировать все необходимые этапы, начиная от фундаментальных исследований и заканчивая апробацией. Это позволит при меньших объемах затрат добиваться больших результатов. Компания концентрируется не на научных исследованиях, а на внедрении технологий, их вводе в действующий рынок или формировании нового. В основе такого алгоритма взаимодействия – прогрессивный подход «открытых инноваций», получающий все большее распространение.

Особенно важной функцией, значимость которой подтверждают выступления руководства страны, может стать содействие формированию и реализации программ инновационного развития энергетических компаний.


ТРАВЭК

Международная Ассоциация производителей
высоковольтного электротехнического оборудования

Х Международная научно-техническая конференция

СИЛОВЫЕ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, РЕАКТОРЫ. СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ

21-22
июня 2011 г.

Гостиница
«Холидей Инн Сокольники»
Москва, ул. Русаковская, 24

На конференцию приглашаются технические руководители и специалисты научно-исследовательских и проектных организаций, вузов, предприятий-изготовителей и потребителей электротехнического оборудования из России, СНГ и зарубежных стран.

Тематическая направленность конференции:

- I. Исследования и разработки в области создания новых видов трансформаторного и реакторного оборудования.
 1. Требования потребителей к трансформаторному и реакторному оборудованию.
 2. Перспективы развития силовых, распределительных трансформаторов и реакторов (масляные, элегазовые, сухие, сверхпроводящие и т.п.). Конструирование, производство и испытания.
 3. Повышение надежности работы трансформаторного и реакторного оборудования, снижение эксплуатационных затрат.
 4. Энергоэффективное трансформаторное оборудование. Распределительные трансформаторы с магнитопроводами из аморфной стали.
 5. Комплектные трансформаторные подстанции.
 6. Измерительные трансформаторы тока и напряжения.
 7. Программно-методическое обеспечение для конструирования трансформаторов и реакторов. Системы САПР. Опыт разработки и применения.
 8. Исследования внешних воздействий на трансформаторное и реакторное оборудование на моделях энергосистем и результаты испытаний оборудования в эксплуатации.
 9. Системы диагностики, мониторинга трансформаторного

оборудования и презентация применяемого оборудования. Развитие методологии систем диагностики, направленных на определение ресурса работы трансформаторного оборудования.

10. Перспективы создания «интеллектуальных» трансформаторов.

II. Вопросы производства трансформаторно-реакторного оборудования.

1. Производственные мощности заводов изготовителей трансформаторного оборудования. Перспективы развития производства.
2. Технологии производства трансформаторно-реакторного оборудования. Технологическое оборудование.
3. Новые комплектующие и изоляционные материалы, состояние и перспективы производства электротехнической стали.
4. Устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой (Устройство РПН). Состояние и перспективы развития.
5. Высоковольтные вводы силовых и распределительных трансформаторов. Состояние и перспективы развития.
6. Опыт сервисного обслуживания и ремонта трансформаторного оборудования, вопросы эксплуатации и модернизации.

III. Потребности электроэнергетики в трансформаторно-реакторном оборудовании.

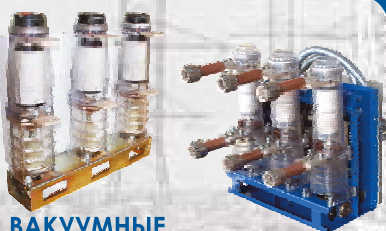
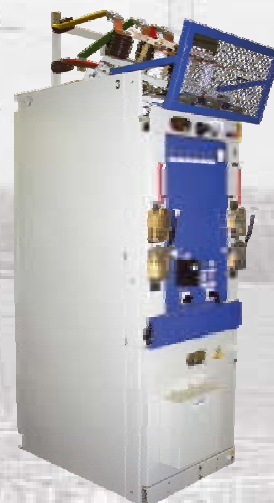
Оргкомитет
конференции

Адрес: 107023, г. Москва, Электrozаводская ул., 21
Тел./факс: +7 (495) 777-82-85, 777-82-00 (доб. 27-93, 26-43)

E-mail: travek@elektrozavod.ru,
www.travek.elektrozavod.ru



TM САМАРА

**КОМПЛЕКТНЫЕ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ
УСТРОЙСТВА СЭЩ®-**59
61M
63
65
66
68
70
75**КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ СЭЩ®-
МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ
УНИВЕРСАЛЬНЫЕ
ГОРОДСКИЕ, НАРУЖНЫЕ
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ
СОБСТВЕННЫХ НУЖД
КИОСКОВОГО ТИПА
УНИВЕРСАЛЬНЫЕ МАЧТОВЫЕ, ПРОМЫШЛЕННЫЕ
С АВАРИЙНЫМ ВВОДОМ ОТ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРА
ПОДСТАНЦИИ В МОДУЛЬНЫХ ЗДАНИЯХ****ВАКУУМНЫЕ
ВЫКЛЮЧАТЕЛИ-СЭЩ®**
ВВУ-Э(П)З, ВВУ-П, ВВУ-ПО,
ВВУ-Э(П), ВВН-35**ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА
И НАПРЯЖЕНИЯ-СЭЩ®**
ТОЛ, ТШЛ, ТПЛ, GI, GIE,
GDS, GIS, HOЛ, ЗНОЛ, 3xЗНОЛ,
GE,GEF, GZ, GZE, НАЛИ**ТРАНСФОРМАТОРЫ-СЭЩ®**
ТМ, ТМГ, ТМФ, ТМГФ, ТЛС,
ОЛС, ТМПНГ, ТМПН**КАМЕРЫ СБОРНЫЕ
ОДНОСТОРОННЕГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ-СЭЩ®**
КСО
КСО-298М**РАЗЪЕДИНИТЕЛИ-СЭЩ®**РЛНД
РДЗ
РВ
РВФ(З)
РГП с приводом
РГП УХЛ1
РЛК
РН**ВЫКЛЮЧАТЕЛИ
АВТОМАТИЧЕСКИЕ-СЭЩ®**
ВА-В, ВА-TD,TS**ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 0,4 - 220 кВ**

- Комплектные распределительные устройства
- Камеры сборные одностороннего обслуживания
- Комплектные трансформаторные подстанции
- Низковольтные комплектные устройства
- Щиты распределительные одностороннего обслуживания
- Пункты распределительные
- Пункты управления общеподстанционные
- Трансформаторы силовые распределительные масляные
- Силовые трансформаторы малой мощности типа ОЛС
- Распределительные трансформаторы типа ТЛС-40

- Трансформаторы для погружных насосов
- Трансформаторы тока и напряжения
- Разъединители 220 - 35 кВ
- Заземлитель типа ЗОН
- Вакуумные выключатели
- Комплекты адаптации
- Модернизация шкафов КРУ и КСО
- Выключатели автоматические
- Токопроводы и шинопроводы 0,4 - 35 кВ
- Цифровая защита типа БМРЗ
- Техническая поддержка, шеф-монтаж, поставка "под ключ"
- Сервисное обслуживание

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ВАКУУМНЫХ ГЕНЕРАТОРНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА КАМСКОЙ ГЭС

ЛАРИН В.С., ведущий научный сотрудник ФГУП ВЭИ

ЛОХАНИН А.К., начальник отдела ФГУП ВЭИ

МАТВЕЕВ Д.А., генеральный директор ООО «ФАКТС Плюс»

ШЕЙКО П.А., ветеран Энергетики, технический консультант корпорации «Союз»

До недавнего времени отечественной промышленностью не производились вакуумные генераторные выключатели с требуемыми техническими характеристиками. С 2006 г. ОАО «НТЭАЗ» (Нижнетуринский электроаппаратный завод) начал выпуск вакуумного генераторного выключателя с электромагнитным приводом типа ВГГ-10, а впоследствии, с пружинным приводом типа ВГГм-10. Оба выключателя прошли необходимые испытания и уже нашли применение на отечественных электростанциях. С целью накопления опытных данных на ОАО «Камская ГЭС» проведены экспериментальные работы по исследованию коммутационных перенапряжений, возникающих при коммутациях генераторными выключателями. Основные результаты этих работ приводятся в данной статье.

В мировой практике в цепях генераторов до 70 МВт нашли применение вакуумные генераторные выключатели (ВГВ). В силу своих особенностей вакуумные выключатели способны отключать ток до его естественного перехода через ноль, а потому отключение ими индуктивных токов сопровождается появлением коммутационных перенапряжений. В случае если напряжение на контактах выключателя превысит прочность межконтактного промежутка, возможны повторные зажигания (ПЗ) дуги в вакуумной дугогасящей камере (ВДК), которые могут вызвать опасные воздействия на изоляцию основного электрооборудования.

К настоящему времени еще не накоплен значительный опыт эксплуатации вакуумных выключателей в цепи «генератор–трансформатор». Поэтому на стадии выполнения проекта необходимо решать задачу выбора устройств защиты от перенапряжений и их параметров на основании расчетов на математических моделях и сопоставления импульсной прочности изоляции электрооборудования с величинами

воздействующих коммутационных перенапряжений.

В каждом конкретном случае применения вакуумных выключателей должны быть решены следующие вопросы: нужны ли средства защиты изоляции основного оборудования (генератора, блочного трансформатора) от коммутационных перенапряжений, какие именно и с какими характеристиками?

По инициативе Корпорации «Союз» были инициированы весьма масштабные по современному времени исследования. Они включали в себя численное моделирование переходных процессов и последующие натурные измерения на действующей электростанции – ОАО «Камская ГЭС». К этим исследованиям были привлечены специалисты НГТУ (проведение расчетов), МЭИ (ТУ) и ФГУП ВЭИ (проведение расчетов и измерений). По итогам численного моделирования были выбраны защитные устройства (ОПН и РС-цепей), определены их параметры [1–2], а также предпочтительное место установки в электрической схеме блока совместно с выключателями ВГГ-10 (ВГГм-10).

С целью подтверждения правильности выбора параметров защитных устройств, а также экспериментального определения коммутационных перенапряжений и накопления опытных данных специалистами ФГУП ВЭИ и Корпорации «Союз» в 2009–2010 г.г. на ОАО «Камская ГЭС» были проведены экспериментальные исследования переходных процессов, связанных с работой вакуумных генераторных выключателей (о промежуточных результатах измерений 2009 г. смотрите также [3]). В результате были получены осциллограммы токов и напряжений в переходных процессах в ряде режимов работы энергоблока при различном сочетании подключенных средств защиты от коммутационных перенапряжений.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЕНЕРАТОРНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

В выключателях ВГГ-10 применяется ВДК фирмы Siemens, поскольку отечественные заводы в настоящее время не выпускают ВДК с требуемыми характеристиками.

Выключатель имеет трехфазную компоновку, все три полюса нахо-

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

Таблица 1. Основные технические характеристики выключателей ВГГ(М)-10

Наименование параметра	ВГГ-10	ВГГм-10
Номинальный ток, А	4000/5000	4000/5000
Номинальный ток отключения и начальное действующее значение периодической составляющей, кА	63	63
Ток электродинамической стойкости, кА	161	173
Ток термической стойкости в течение (3 сек.), кА	63	63
Нормированное процентное содержание аperiodической составляющей, %, не более	50	50
Собственное время включения и отключения, с, не более	0,05	0,08
Полное время отключения, с, не более	0,08	0,1
Ход подвижного контакта, мм	11±1	11±1
Средняя скорость движения контакта при включении на участке 0–6 мм, м/с	0,5–0,8	0,8–1,4
Средняя скорость движения контакта при отключении на участке 4–0 мм, м/с	1,2–1,4	1,0–1,4
Механический ресурс, циклов ВО	10000	10000
Коммутационный ресурс, циклов ВО при номинальном токе 4000/5000 А	10000/6000	10000/6000
Коммутационный ресурс, циклов ВО при номинальном токе отключения 63 кА	30	30

даются на горизонтальной раме, под которой располагается привод выключателя. Конструктивное исполнение выключателей ВГГ-10 по своей идеологии в значительной степени совпадает с выключателями МГГ-10, что позволяет минимизировать объем работ по их замене в существующих ячейках. Основные электрические параметры выключателей приведены в таблице 1 [4–5].

Выключатели прошли испытания на коммутационную способность с измерением восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя в соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 и стандарта IEEE Std C37.013-1997 [6] в испытательном центре высоковольтного оборудования ОАО «Уралэлектротяжмаш» и ОАО «НИЦ ВВА». Испытания проводились по программе, разработанной «Высоковольтным Союзом», согласованной НИЦ ВВА и рассмотренной Корпорацией «Союз». Кроме испытаний выключателя на коммутационную способность, отключение номинального тока 63 кА, также проведены испытания в следующих режимах: отключения аperiodической составляющей с процентным содержанием в токе к.з. 50 % при постоянных времени 40 и 100 мс; при рассогласовании фаз; отключении в противофазе. Скорость восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя в наиболее тяжелом режиме составила 4 кВ/мкс, что соответствует требованиям, предъявляемых к генераторным выключателям.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ РАБОТ НА КАМСКОЙ ГЭС

На ОАО «Камская ГЭС» применена схема укрупненных блоков. Блочные трансформаторы выполнены с расщепленной обмоткой низшего напряжения (НН), каждая из которых подключается к соответствующей полусекции 10 кВ генераторного напряжения, на которые включаются гидрогенераторы мощностью 21–24 МВт. В цепи генератора Г-12 взамен выключателя МГГ-10 был установлен ВГВ типа ВГГ-10 с электромагнитным приводом. При замене остальных маломасляных выключателей (на генераторе Г-11 и др.) стали применяться выключатели ВГГм-10 (с идентичной ВГГ-10 вакуумной дугогасительной камерой) с пружинным приводом. Для оценки протекания переходных процессов при работе выключателей с разными типами приводов было принято решение о проведении измерений именно на генераторах Г-11 и Г-12.

Регистрация переходных процессов выполнялась путем осциллографирования с применением быстрых цифровых осциллографов (ЦО). Для получения полной картины была реализована регистрация фазных напряжений на выключателе со стороны генератора и блочного трансформатора, токов через выключатель и токов через ОПН с применением измерительной системы, схематично показанной на рис. 1. Красным цветом показана устанавливаемая в пределах 4-й полусекции измерительная аппаратура, а синими пунктирными линиями – цепи синхронного запуска ЦО.

Рубрика ТЕХНИКА ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

Ведущий рубрики



Матвеев Даниил Анатольевич

Старший преподаватель кафедры ТЭВН МЭИ (ТУ), генеральный директор ООО «ФАКТС Плюс»

Известно, что при работе ВВ характерные частоты переходных процессов могут составлять десятки кГц и более. Для регистрации таких высокочастотных процессов обычные трансформаторы напряжения непригодны из-за сильной частотной зависимости коэффициента трансформации от частоты, и наиболее эффективным является использование делителей напряжения (емкостных, емкостно-омических). При этом на используемые делители накладываются ограничения: они не должны оказывать влияния на фиксируемые процессы и обладать практически постоянным в широком диапазоне частот коэффициентом деления. Для измерения на высоком напряжении ФГУП ВЭИ были разработаны и изготовлены соответствующие отмеченным требованиям емкостно-омические делители ДЕО-100 (входное сопротивление 100 МОм, входная емкость 100 пФ, номинальный коэффициент делителей на частоте 50 Гц – 1000:1). Измерение амплитудно-частотных характеристик изготовленных делителей показало,

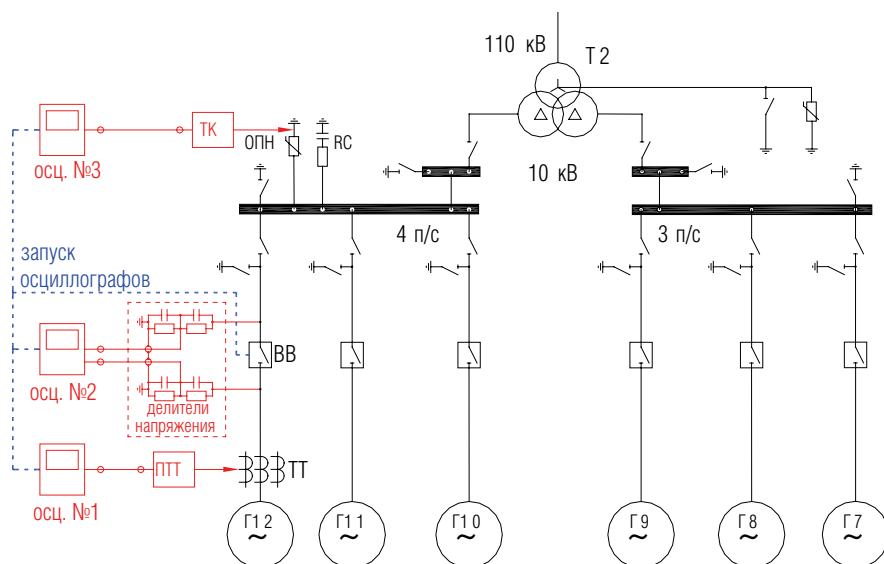


Рис. 1. Точки подключения измерительной аппаратуры: Осц. – цифровой осциллограф; ТТ – трансформаторы тока; ПТТ промежуточные трансформаторы тока; ВВ – вакуумный выключатель; ТК – токовые клещи.

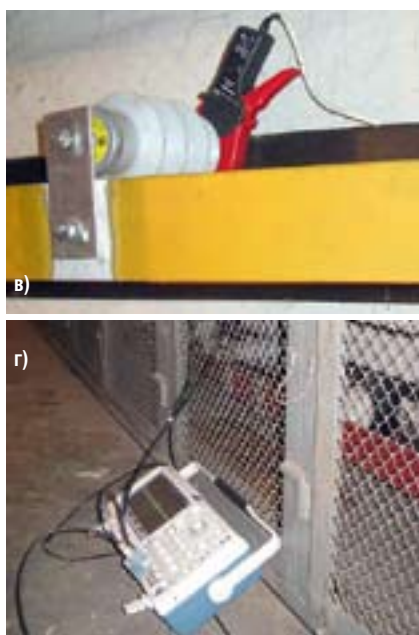
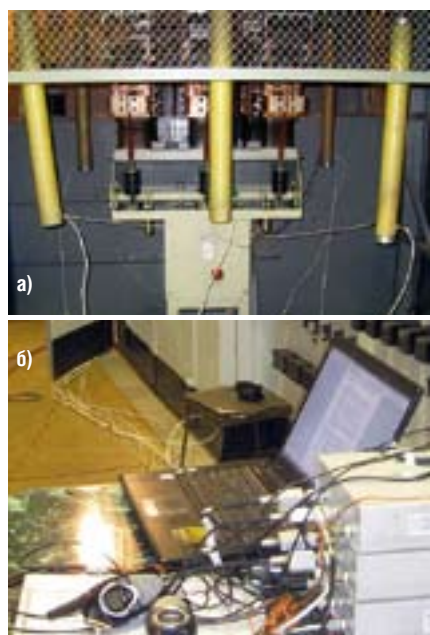


Рис. 2. Размещение измерительной аппаратуры: а) подключение делителей напряжения в ячейке выключателя; б) осциллографы В-423 (машинный зал); в) подключение токовых клещей А621 к ОПН; г) осциллограф DPO3014 (шинный коридор)

что при увеличении частоты с 50 Гц до 100 кГц коэффициент деления меняется незначительно – не более 10 %.

Для регистрации напряжений были использованы шесть высоковольтных делителей ДЕО-100, размещенных в ячейке ВГВ (рис. 2, а), и осциллографы Bordo В-423 (рис. 2, б), обладающие высокой разрешающей способностью (10 бит). Это обеспечивает более точное определение величины измеряемого сигнала в области малых значений, а также возможность вычисления разницы двух сиг-

налов при относительно малых значениях каждого из них.

Регистрация токов через выключатель осуществлялась путем осциллографирования сигналов с высокочастотных промежуточных трансформаторов тока, которые подключались к вторичным цепям штатных трансформаторов тока. Требование к осциллографу по большой дискретности регистрации фазных токов не ставилось. Поэтому регистрация токов выполнялась ЦО Tektronix TDS5034B (8 бит),

который размещался рядом с ЦО В-423 вблизи ячейки выключателя.

Измерение токов через ОПН осуществлялось с помощью высокочастотных токовых клещей Tektronix А621 (рис. 2, в), представляющих собой преобразователи «ток-напряжение». Сигналы с токовых клещей записывались осциллографом Tektronix DPO3014, который размещался в шинном коридоре 4-й полусекции (рис. 2, г).

Для точной привязки к моменту включения и отключения генераторного выключателя запуск осциллографов «осц. № 1» (TDS5034B) и «осц. № 3» (DPO3014) выполнялся в ждущем режиме по сигналу, снимаемому с электромагнитов включения и отключения генераторного выключателя, комплект осциллографов «осц. № 2» (В-423) в свою очередь запускался от сигнала запуска осциллографа «осц. № 1» (TDS5034B).

РЕГИСТРИРУЕМЫЕ РЕЖИМЫ

Осциллографирование переходных процессов было проведено для следующих режимов работы генераторов:

1. Включение генератора в сеть методом самосинхронизации, при котором напряжение возбуждения подается «толчком» на невозбужденный генератор после его подключения к полусекции 10 кВ (сети) (выполнено на генераторах Г-12 и Г-11).

2. Отключение генератора от сети в штатном режиме с предварительным снижением генерируемой мощности (генераторы Г-12 и Г-11).

3. Отключение генератора от сети со «сбросом нагрузки», без предварительного снижения мощности, при этом отключаемый ток (преимущественно активный), варьировался в диапазоне 0,7–1,4 кА, что составляет 50–100 % от номинального тока генератора (генератор Г-12).

4. Отключение генераторным выключателем ненагруженного блочного трансформатора, работающего на холостом ходу (генераторы Г-12 и Г-11). Остальные генераторы укрупненного блока при этом были выведены из работы.

В режимах 1–3 проведенные измерения не выявили каких-либо существенных перенапряжений при коммутациях ВГВ, вместе с тем позволили получить токовые воздействия на ВДК в основных и наиболее частых режимах коммутации. Рассмотрим подроб-

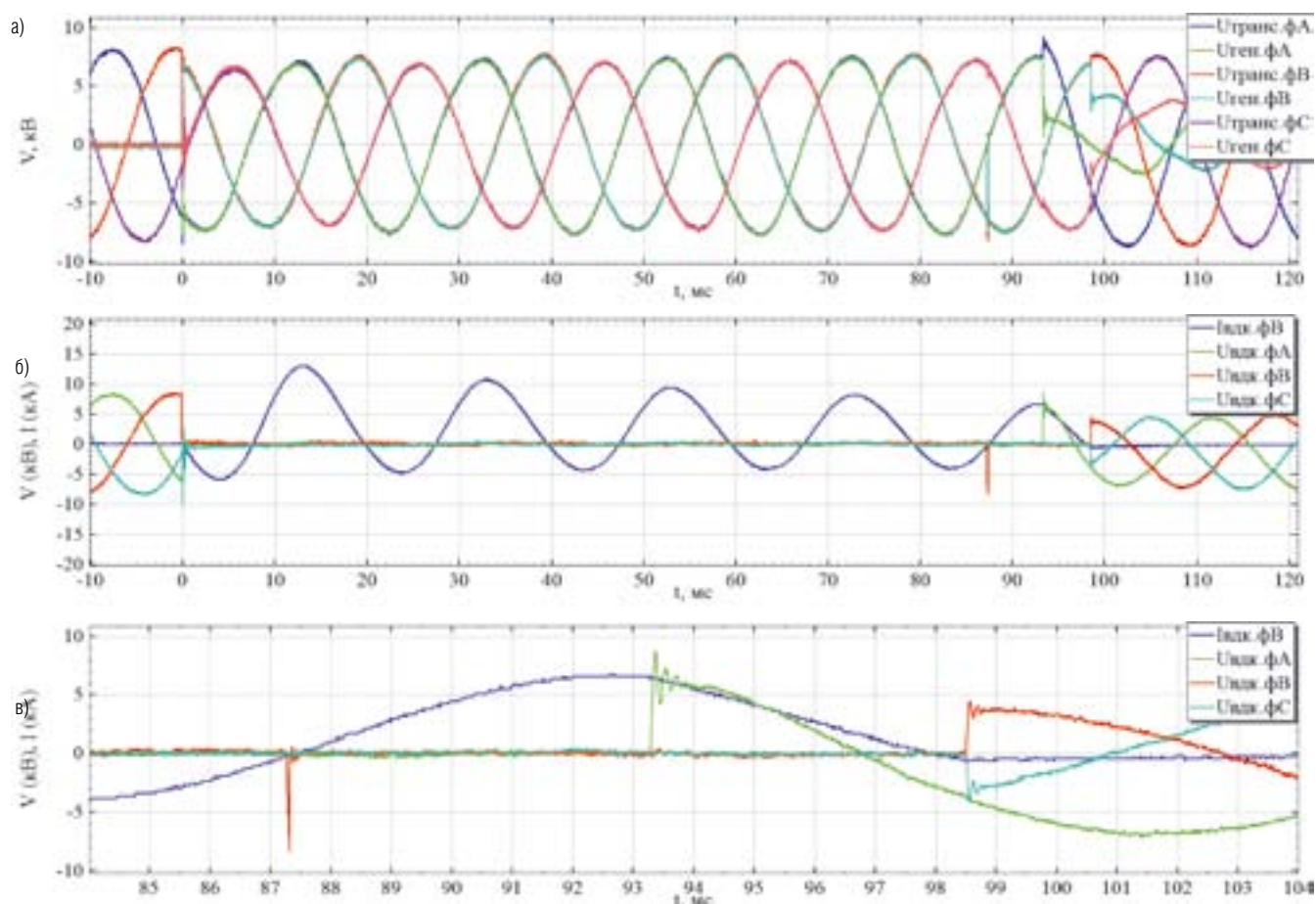


Рис. 3. Отключение большого индуктивного тока выключателем ВГГ-10

а) напряжения на выключателе со стороны генератора и трансформатора; б) ток фазы В и напряжения на контактах ВДК; в) увеличенный по времени фрагмент б

нее наиболее интересные результаты экспериментальных работ.

ВКЛЮЧЕНИЕ ГЕНЕРАТОРА В СЕТЬ И ОТКЛЮЧЕНИЕ ОТ СЕТИ

При включении невозбужденного генератора в сеть методом самосинхронизации в первый момент он представляет собой пассивный элемент с малым индуктивным сопротивлением (сверхпереходной индуктивностью), потому имеют место броски тока с максимальным значением, превосходящим амплитуду номинального тока в десять и более раз (с учетом ударного коэффициента). По итогам измерений были зафиксированы броски тока на уровне 18–21 кА. Спустя 150–200 мс апериодическая составляющая тока практически затухает, гармоническая составляющая тока спадает до амплитудного значения 5 кА, но ток по прежнему имеет индуктивный характер.

При выполнении одной из операций включения в сеть из-за ошибочного действия автоматики выключателя

ВГГ-10 спустя 100 мс с момента включения произошло отключение выключателя, при котором выключателем был успешно отключен индуктивный ток амплитудой около 6,7 кА (рис. 3). Необходимо отметить, что при этом отключении RC-цепи были подключены к шинам 10 кВ полусекции.

По осциллограммам токов и напряжений (рис. 3) прослеживается следующая последовательность событий:

1. Спустя 87 мс с момента включения генератора в сеть выключателем выполнена попытка отключения тока. В момент времени $t = 87,3$ мс ток в фазе В переходит через ноль и начинается рост напряжения между контактами (рис. 3, в). В момент времени $t = 87,4$ мс напряжение на контактах со значения $-8,3$ кВ резко падает до нуля, что вызвано повторным зажиганием дуги в ВДК фазы В. Оценка скорости роста переходного восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя дает значение около 120 кВ/мс.

3. В момент времени $t = 93,3$ мс начинается рост напряжения между контактами в фазе А, скорость роста восстанавливающегося напряжения на контактах в диапазоне 0–70 % от максимума составляет около 120 кВ/мс. Повторного зажигания дуги в ВДК не происходит.

4. В момент времени $t = 98,5$ мс ток в фазах В и С переходит через ноль, начинается рост напряжения между контактами ВДК этих фаз, скорость роста ПВН составляет около 90 кВ/мс. После этого повторных зажиганий не происходит, операция отключения заканчивается отключением всех оставшихся фаз.

Таким образом, ошибочная работа выключателя позволила зафиксировать переходные процессы при отключении ВГВ большого индуктивного тока амплитудой 6,7 кА, при этом анализ осциллограмм не выявил каких-либо существенных перенапряжений, как на шинах 4-й полусекции, так и на генераторе. Это объясняется большим протекающим через выключатель током, отсутствием перехода

Таблица 2. Отключения ненагруженного трансформатора выключателем ВГГ-10

Год	№ откл. ²	RC-цепи	фаза №1 ³	Число ПЗ	Ток среза, А	dU/dt ПВН ⁴ , кВ/мс	Кратность фазных перенапряжений ⁵ (фаза)		Кратность «градиентных» перенапряжений ⁵ (фаза)	
							Генератор	Трансформатор	Генератор	Трансформатор
2009 ¹	1	есть	В	5	—	—	—	-2,1 (А)	—	-1,6 (А)
	3	есть	А	2	—	—	—	-1,5 (А)	—	1,5 (А)
	5	нет	В	4	—	—	—	-3,2 (А)	—	-2,4 (А)
	9	нет	А	7	—	—	—	-3,2 (С)	—	-2,9 (А)
2010	1	есть	С	1	4	12,0	-1,4 (С)	-1,5 (С)	-1,0 (С)	-1,7 (С)
	2	есть	А	1	<1	12,2	-1,2 (А)	-1,2 (А)	-0,5 (А)	-0,8 (С)
	4	есть	В	2	-4	12,1	1,4 (В)	-2,7 (А)	1,0 (В)	-2,5 (А)
	10	есть	А	1	<1	11,1	1,3 (А)	1,3 (А)	0,6 (А)	1,1 (А)
	16	есть	С	1	3	11,7	1,4 (С)	1,4 (С)	0,9 (С)	1,4 (С)
	19	нет	А	3	4	13,6	-1,5 (А)	-1,6 (А)	-0,9 (А)	-0,9 (А)
	21	нет	В	6	<1	11,3	1,5 (В)	-2,7 (А)	1,3 (В)	-2,6 (А)
	25	нет	В	4	<1	12,3	1,6 (В)	1,3 (В)	1,1 (В)	1,6 (В)
	26	нет	В	9	5	11,9	1,5 (В)	-2,7 (А)	1,1 (В)	-2,6 (А)
	34	нет	В	4	4	13,2	-1,7 (В)	-2,1 (В)	1,2 (А)	-2,4 (В)

высокочастотного тока через ноль, а потому практически полным отсутствием повторных зажигания дуги в вакуумной дугогасящей камере.

ОТКЛЮЧЕНИЕ НАНАГРУЖЕННОГО ТРАНСФОРМАТОРА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ ВГГ-10

С точки зрения воздействий на изоляцию электрооборудования наибольший интерес представляет режим отключения ненагруженного блочного трансформатора, и именно в этом режиме было выполнено наиболее подробное исследование.

При отключении ненагруженного блочного трансформатора выключателями ВГГ-10 и ВГГм-10 были проведены по две серии измерений: при подключенных к шинам 4-й полусекции 10 кВ защитных RC-цепях (серия 1) и при отключенных RC-цепях (серия 2). В измерениях 2009 года на генераторе Г-12 было выполнено 3 и 6 операций включения/отключения в первой и второй сериях, соответственно. В измерениях 2010 года число отключений было значительно увеличено: на генераторе Г-12 в первой серии было выполнено 17 операций включения/отключения ненагруженного трансформатора, во второй – 18 опера-

ций включения/отключения. На генераторе Г-11 было выполнено 14 и 15 операций включения/отключения в серии 1 и серии 2 соответственно. При всех измерениях ОПН оставался подключенным к шинам 4-й полусекции из-за опасений возможных повреждений оборудования.

Действующее значение тока холостого хода трансформатора и напряжение на шинах до отключения в различных коммутациях несколько отличалось, изменяясь в диапазоне 40–55 А и 9,7–10,5 кВ, соответственно. В измерениях 2009 года из 9 операций отключения ненагруженного блочного трансформатора выключателем ВГГ-10 повторные зажигания дуги в ВДК были зафиксированы в 4 отключениях (таблица 2). В более подробных измерениях 2010 года повторные зажигания дуги зафиксированы в 10 отключениях из 35 выполненных отключений, то есть почти в 30 % всех отключений.

Ток среза выключателя в большинстве отключений составлял не более 3–5 А. Наличие значительной емкости на шинах 10 кВ предопределило характер изменения напряжения на стороне НН трансформатора. На всех осциллограммах выбросы напряжения непосредственно после среза тока не-

значительны (не более 3–4 кВ), что позволяет сделать вывод о том, что величина тока среза в данном случае не оказывает существенного влияния на уровень перенапряжений.

Характерные осциллограммы напряжений на выключателе со стороны генератора и трансформатора без ПЗ приведены на рисунке 4, остальные осциллограммы без ПЗ в целом аналогичны им. На рисунке 5 приведена характерная осциллограмма тока холостого хода трансформатора и напряжения на контактах ВДК при отключении с ПЗ.

Характерные осциллограммы напряжений на выключателе со стороны генератора и трансформатора для коммутаций с повторными зажиганиями приведены на рисунке 6.

По результатам измерений следует, что установка защитных RC-цепей значительно демпфирует высокочастотную составляющую переходного восстанавливающегося напряжения на стороне трансформатора, за счет чего существенно уменьшается число повторных зажигания (с 3–9 до 1–2 повторных зажигания, рисунок 7). Вместе с тем, в измерениях 2010 года как при отсутствии, так и наличии RC-цепей были получены схожие максимальные кратности перенапряжений на уровне $2,7U_{\text{фм}}$, где $U_{\text{фм}}$ – амплитудное фазное напряжение на шинах до отключения. Объяснением тому является идентичность в последовательности процессов, приводящих к «виртуальному» срезу тока в ВДК фазы А: повторное зажигание дуги в ВДК фазы В; бросок высокочастотного тока в фазе В и протекание соответствующего обратного тока по фазам А и С; переход высокочастотного тока фазы А через ноль и его отключение, за которым следует выброс напряжения в фазе А до уровня $-2,7U_{\text{фм}}$ (рис. 6). В измерениях 2009 года перенапряжения с кратностью $3,2U_{\text{фм}}$ были получены в случае, когда на выброс напряжения в фазе А вследствие «виртуального» среза наложилось еще одно повторное зажигание (в фазе С).

Вместе с тем, установка RC-цепей оказывает влияние на снижение «градиентных» перенапряжений, могущих представлять опасность для продольной изоляции обмоток трансформаторов и вращающихся машин. Как следует из таблицы 2, подключение

¹В измерениях 2009 года токи через выключатель и ОПН и напряжения со стороны генератора при отключениях трансформатора не регистрировались.

²Номер операции «включения/отключения».

³Первая отключаемая фаза.

⁴Оценочное значение скорости роста переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН) до первого ПЗ.

⁵По отношению к амплитуде фазного рабочего напряжения до коммутации

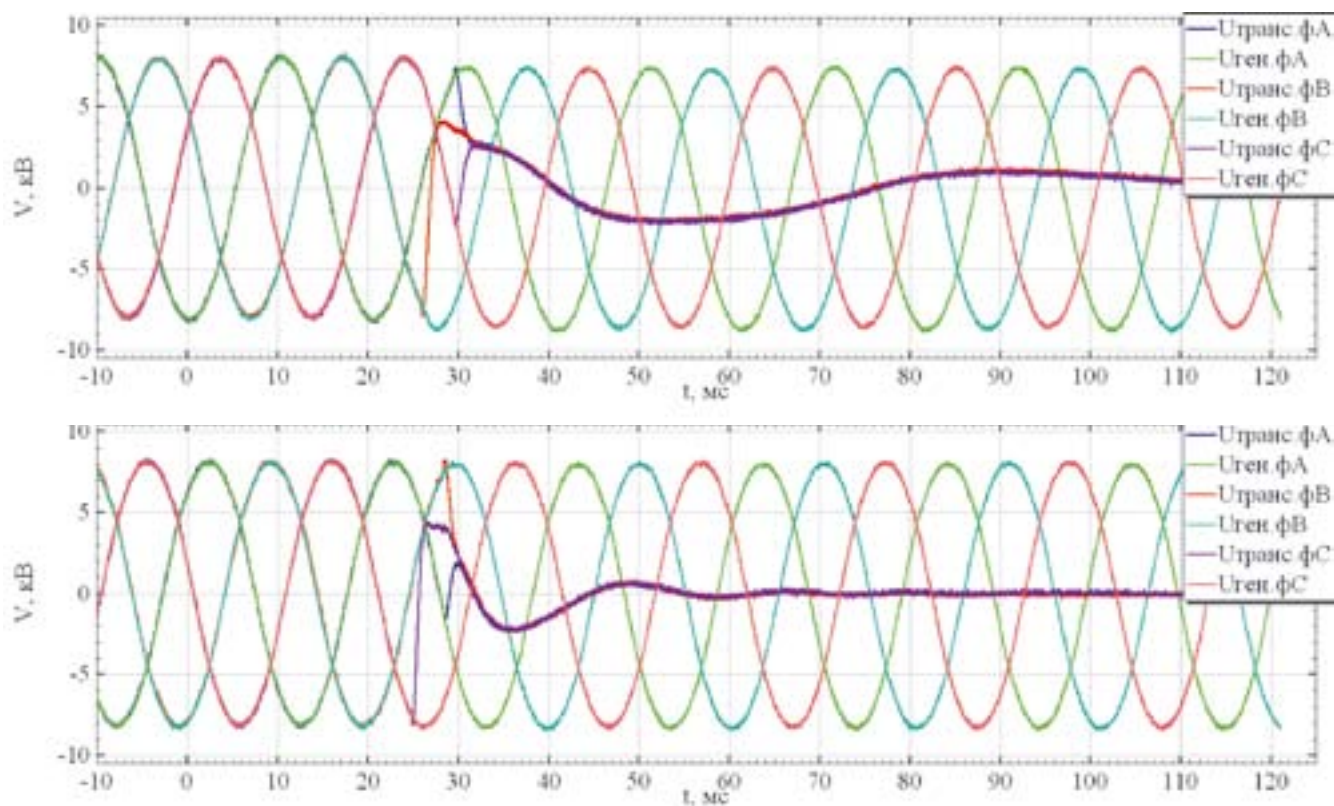


Рис. 4. Напряжения на выключателе со стороны трансформатора ($U_{\text{тр}}^{\text{ф}}$) и генератора ($U_{\text{ген}}^{\text{ф}}$): а) коммутация №3, RC-цепи подключены; б) коммутация №18, RC-цепи отключены

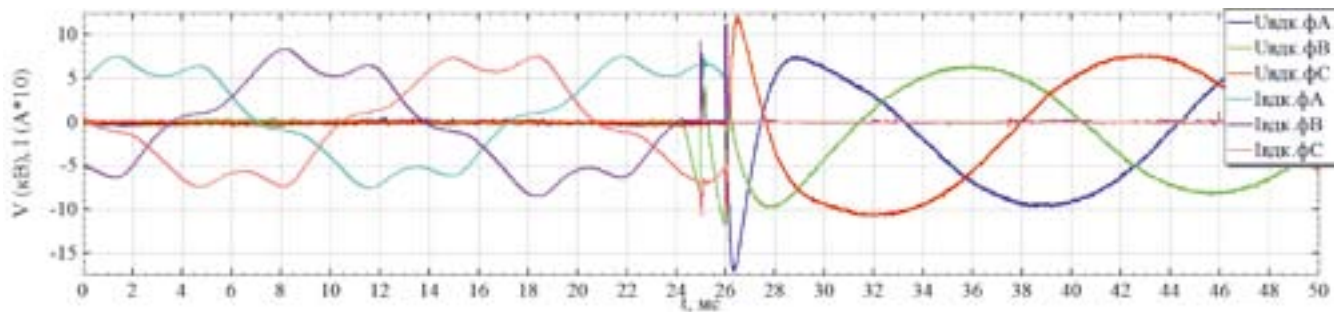


Рис. 5. Ток через выключатель ($I_{\text{вдк}}$) и напряжения на контактах ВДК ($U_{\text{вдк}}$) при отключении ненагруженного трансформатора (коммутация №4, RC-цепи подключены)

RC-цепей несколько снизило кратность «градиентных» перенапряжений. При этом во всех случаях уровень перенапряжений, в том числе «градиентных», на стороне генератора весьма низкий. Таким образом, по итогам проведенных измерений каких-либо серьезных перенапряжений, опасных для изоляции генератора, зафиксировано не было.

Зафиксированные кратности перенапряжений не доходят до уровня остающегося напряжения ОПН при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс (27,7 кВ при токе 250 А), потому что значимых токов через ОПН зафиксировано не было. В режимах с кратностью $2,7U_{\text{фн}}$ ток через ОПН составил менее 2 А.

Наличие осциллограмм с двумя и более повторными зажиганиями позволяет сделать оценку скорости восстановления электрической прочности межконтактного промежутка выключателя ВГГ-10 при отключении малых индуктивных токов. В предположении о линейном изменении прочности во времени и представлении ее выражением вида $U_{\text{пр}}(t) = k(t - t_0)$, где k – скорость роста прочности (кВ/мс), t_0 – время начала роста прочности от момента подачи сигнала на отключение выключателя (мс), были определены значения k , которые составили 3,7–7,4 кВ/мс для фазы В и 11,2 кВ/мс для фазы А. Такой результат, по всей видимости, связан с некоторым различием (для каждой из

фаз) скорости расхождения контактов в течение первых 1–2 мс с момента начала расхождения ввиду разных усилий контактных пружин привода и/или наличия некоторого люфта, что приводит к тому, что большая часть отключений с ПЗ приходится на фазу В (таблица 2), а наибольшие перенапряжения имеют место в фазе А.

Отключение ненагруженного трансформатора выключателем ВГГм-10

Из 29 выполненных операций отключения ненагруженного блочного трансформатора выключателем ВГГм-10 повторные зажигания дуги в ВДК были зафиксированы лишь в одном отключении, где были отмечены два ПЗ в фазе А (коммутация №11, RC-цепи

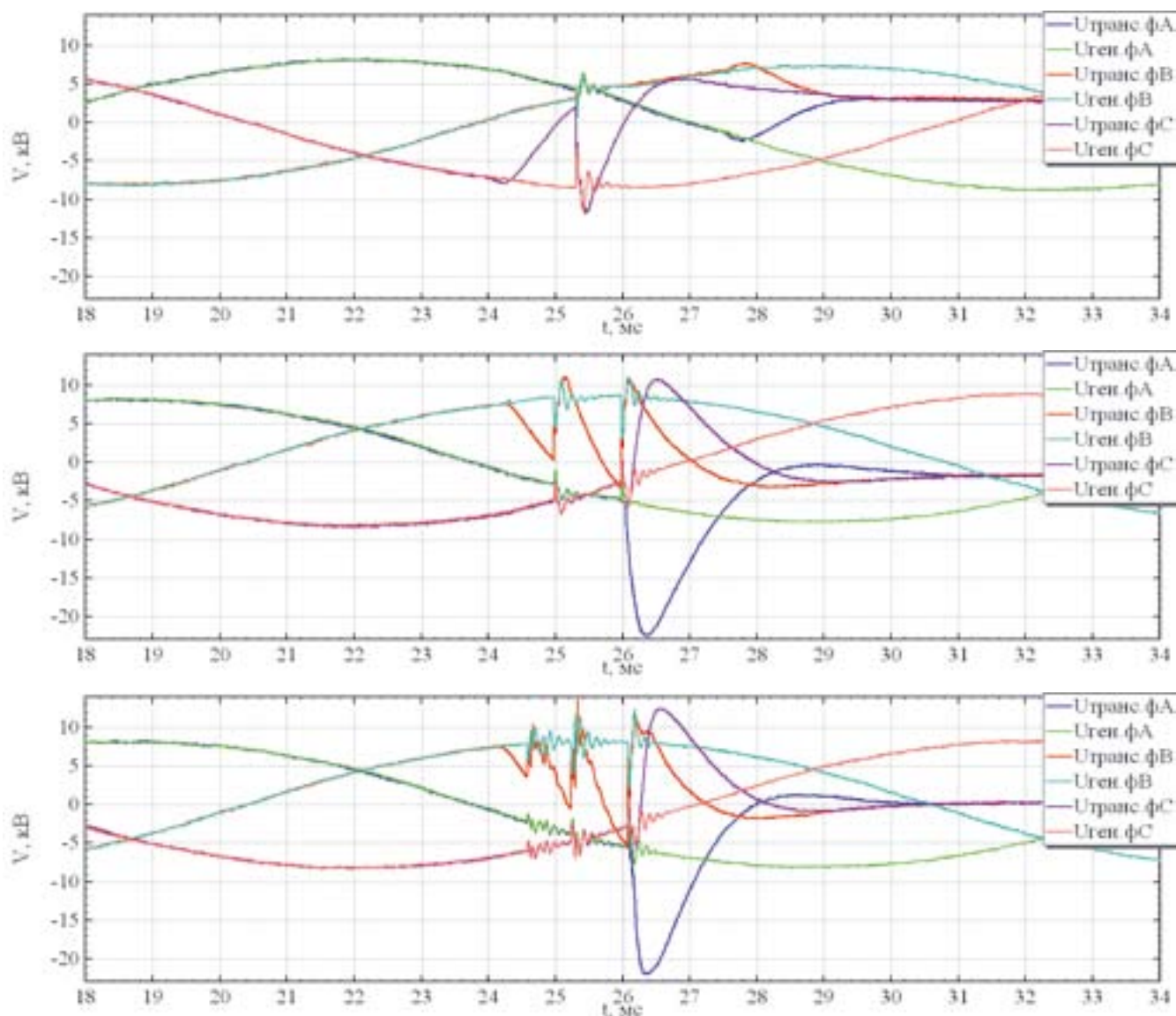


Рис. 6. Напряжения на выключателе со стороны трансформатора ($U_{\text{транс}}$) и генератора ($U_{\text{ген}}$): а) коммутация №1, RC-цепи подключены; б) коммутация №4, RC-цепи подключены; в) коммутация №21, RC-цепи отключены

включены), не сопровождавшиеся сколько-либо значимыми перенапряжениями. Токи среза по измерениям составили не более 3–5 А, как и в случае ВГГ-10, что объясняется одним типом применяемой в этих выключателях ВДК. По остальным параметрам были получены результаты, аналогичные тем, что имели место на генераторе Г-12 с установленным выключателем ВГГ-10: углы отключения 62–70°, скорость роста переходного восстанавливающего напряжения – 10–13 кВ/мс. Это позволяет сделать вывод, что основной причиной отсутствия ПЗ является несколько большая скорость роста электрической прочности межконтактного промежутка ВГГм-10, то

есть большая скорость перемещения подвижного контакта на первых миллиметрах его движения. В отличие от ВГГ-10 оценка скорости роста прочности здесь затруднена практически полным отсутствием осциллограмм с ПЗ, потому по имеющимся осциллограммам (с ПЗ и без них) возможна лишь приближенная оценка нижней границы скорости роста прочности, которая составила не менее 5–8 кВ/мс.

ВЫВОДЫ

По итогам регистрации переходных процессов на генераторах Г-12 и Г-11 с установленными выключателями ВГГ-10 и ВГГм-10 можно сделать следующие выводы.

1. Проведенные исследования позволили получить ценную информацию об уровнях воздействующих на изоляцию перенапряжений при работе вакуумных генераторных выключателей с электромагнитным и пружинным приводами.

2. В режимах включения/отключения генератора в сеть и отключения большого индуктивного тока (амплитудой 6,7 кА) каких-либо существенных перенапряжений не зафиксировано. Наиболее информативным с точки зрения коммутационных перенапряжений оказался режим отключения ненагруженного блочного трансформатора.

3. Отключение малых индуктивных токов выключателями ВГГ-10 и ВГГм-10

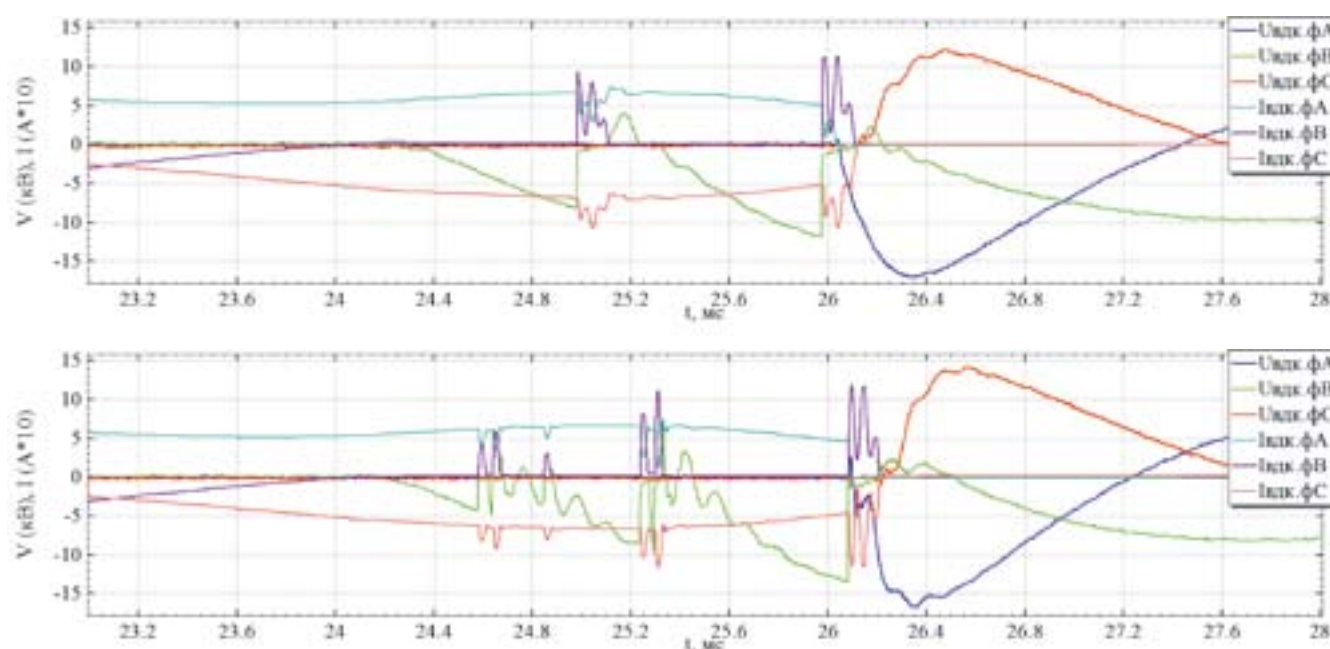


Рис. 7. Напряжение на контактах выключателя ($U_{вдк}$) и токи через выключатель ($I_{вдк}$), коммутации №4 и 21, интервал времени 23–28 мс
(а – RC-цепи включены, б – RC-цепи отключены)

сопровождается срезами тока, в основном, не превосходящими 3–5 А.

4. При отключении выключателем ВГГ-10 ненагруженного блочного трансформатора установлено, что повторные зажигания дуги в ВДК из 35 выполненных коммутаций имеют место в 10 (около 30 % всех коммутаций). Во всех случаях число ПЗ относительно невелико (не превышает 10).

5. При отключениях выключателем ВГГм-10 повторные зажигания дуги в ВДК практически отсутствуют (зафиксированы лишь в одном из 29 отключений). Как следствие, при работе этого выключателя не было зафиксировано значимых перенапряжений.

6. Установка защитных RC-цепей значительно снижает высокочастотную составляющую переходного напряжения на стороне ненагруженного трансформатора при его отключении и, соответственно, число повторных зажиганий.

7. При отключении ненагруженного блочного трансформатора выключателем ВГГ 10 установлено, что перенапряжения с кратностями более $2U_{фн}$ имеют место при «виртуальных» срезах тока, а перенапряжения с кратностью более $3,0U$ – в случае повторного зажигания, следующего за «виртуальным» срезом.

8. По итогам выполненных измерений каких-либо серьезных перенапряжений (в том числе «градиентных»),

опасных для изоляции генератора, зафиксировано не было. Максимальное значение напряжения на генераторе не превосходит 15 кВ, что меньше одноминутного испытательного напряжения 50 Гц для обмотки статора генератора по ГОСТ 183-74 и ГОСТ Р 52776-2007.

9. Полученные данные о работе выключателей ВГГ-10 и ВГГм-10 позволяют уточнить их математические модели, применяемые на стадии расчета и выбора параметров защитных устройств.

10. Необходимо выполнить разработку для проектных институтов нормативного документа по применению вакуумных генераторных выключателей, например, методических указаний.

11. Для окончательного установления возможности отказа от применения RC-цепей и выработки рекомендаций по защите основного электрооборудования следует продолжить дальнейшие измерения коммутационных перенапряжений как на ОАО «Камская ГЭС», так и других объектах.

ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лавров Ю.А., Кадомская К.П. Исследования и разработка мер защиты от коммутационных перенапряжений в сети генераторного напряжения Камской ГЭС. // Технический отчет по договору, НГТУ, Новосибирск, 2007.
2. Бушуев С.А., Лоханин А.К., Матвеев Д.А., Пугаченко З.Е., Шейко П.А.

Защита генератора гидроэлектростанции от перенапряжений, инициируемых коммутациями вакуумного генераторного выключателя // Труды конференции ТРАВЭК-2008.

3. Бушуев С.А., Волков А.Ю., Лоханин А.К. и др. Исследование коммутационных перенапряжений, генерируемых вакуумными генераторными выключателями на энергообъекте // Сборник трудов V Международной научно-технической конференции «Высоковольтное коммутационное оборудование», Москва, 2009.

4. ВУИЕ.670049.006 ТИ. Выключатель вакуумный серии ВГГ-10. 2009.

5. ВУИЕ.670049.007 ТИ. Выключатель вакуумный серии ВГГм-10. 2009.

6. IEEE Std C37.013-1997. IEEE Standard for AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis. 1997.

Авторы выражают свою благодарность и признательность руководству и персоналу станции ОАО «Камская ГЭС» за возможность впервые провести подобные испытания, а также неоценимые содействия и помощь в организации и проведении работ.

Авторы отмечают большой вклад в эту работу к.т.н. Г.А. Владимиров, принимавшего активное участие в подготовке и проведении измерений. В измерениях также принимали участие Ю.А. Волков (2009 и 2010 гг.), Е.А. Милкин (2010 г.) и Н.Ю. Семенов (2009 г.).

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ДИСКРЕТНЫХ ВХОДОВ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

АРЦИШЕВСКИЙ Я.Л., ГУСЕВ Ю.П., МЕЛЬНИКОВ А.А., МОНАКОВ Ю.В., ЧО Г.Ч., Московский энергетический институт

В настоящее время в энергосистемах России в эксплуатации находится более 1,5 млн. устройств релейной защиты и электроавтоматики [1]. Подавляющую часть этих устройств составляют электромеханические устройства. Около 15 лет назад началось внедрение в эксплуатацию микропроцессорных (МП) релейных защит (РЗ). Доля их в единой электроэнергетической системе России пока еще невелика и составляет примерно 0,5 %. В Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) МП РЗ внедряются более быстро и их доля сегодня на порядок больше [2]. МП РЗ имеют преимущества перед электромеханическими РЗ: расширенная функциональность, включая возможности самотестирования и дистанционного контроля; снижение затрат на техническое обслуживание. Однако новое поколение техники обусловило возникновение новых проблем.



Рис. 1. Стенд для испытания МП устройств на кафедре «Электрические станции» МЭИ

Многие специалисты отмечают, что МП РЗ более уязвимы в отношении электромагнитных помех, 36 % случаев неправильной работы обусловлены причинами, включающими недостаточную помехозащищенность МП устройств. Растет количество случаев ложных отключений высоковольтных выключателей при замыканиях на «землю» в сети оперативного постоянного тока (СОПТ), при возникновении гальванической связи между цепями СОПТ и цепями переменного тока напряжением 0,4 кВ, при коммутационных переходных процессах.

Одним из наиболее уязвимых мест в МП РЗ являются оптронные преобразователи дискретных сигналов, далее называемые «дискретными входами» (ДВ). Энергия, необходимая для переключения ДВ МП устройств на четыре порядка меньше, чем у электромеханических реле. В отличие от электромеханических промежуточных реле, имеющих ток срабатывания 10–50 мА и время срабаты-

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

ОАО **СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД**
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

вания измеряемое в миллисекундах, ДВ МП устройств имеют ток срабатывания 2–5 мА и могут переключаться за микро-секунды. Это хорошо для снижения тепловыделения в релейных шкафах и позволяет увеличить коммутационный ресурс управляемых контактов в цепях РЗ, но плохо с точки зрения электромагнитной совместимости.

Производители МП РЗ предпринимают меры по повышению помехоустойчивости ДВ, но эффективного решения пока не найдено, помехозащищенность многих типов МП устройств не соответствует реальным условиям эксплуатации. Относительно более высокой устойчивостью к помехам обладают МП терминалы РЗ компании АВВ серий 670 и 5ХХ, они имеют достаточно высокое напряжение гарантированного не срабатывания – 144 В, предусмотрена задержка переключения ДВ на 5 мс, для «гашения» энергии помехи создается специальный импульс входного тока, одновременно обеспечивающий разрушение окисных пленок на поверхности управляющих контактов. Амплитуда броска тока, согласно техническим данным от компании АВВ, составляет

30 мА, продолжительность десятки миллисекунд. Терминалы АВВ серий 650, 630 и 615 имеют регулируемую задержку срабатывания по времени, до 100 мс. У этих терминалов формируется бросок тока 20 мА длительностью 25 мкс с последующим формированием последовательности импульсов амплитудой около 5 мА, длительностью, примерно, 50 мкс и периодом повторения 250 мкс.

К сожалению, не все производители МП РЗ указывают в технической документации характеристики ДВ. Кроме того, характеристики ДВ не нормируются и, следовательно, возможен их значительный разброс даже в пределах одного типа МП РЗ. Поэтому представляет интерес получение реальных характеристик ДВ МП терминалов на стадии пусконаладочных работ и в процессе эксплуатации для оценки их соответствия электромагнитной обстановке. В данной статье рассматривается методика экспериментального определения характеристик ДВ, апробированная на действующей подстанции и в учебно-исследовательском испытательном центре кафедры «Электрические станции» МЭИ (рис. 1).

Рубрика ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

Ведущий рубрики



Гусев Юрий Павлович

Заведующий кафедрой «Электрические станции» ГОУВПО «МЭИ (ТУ)», профессор



**Adam Smith
CONFERENCES**



CIS Sustainable Energy Forum

10% скидка*! VIP код ERC13EEX

2-й Международный Форум Института Адама Смита

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В СНГ

Развитие энергоэффективности, энергосбережения и ВИЭ в странах СНГ: технологии, законодательная база и инвестиционные возможности

Среди ключевых тем форума-2011:

-  Оптимальные методы достижения энергоэффективности на этапах: ГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ/ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ (включая тему SMART GRID), ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ
-  Анализ мер по энергоэффективности/энергосбережению с точки зрения их технической реализуемости, финансовой и экономической привлекательности: практические примеры от МЕСТНЫХ и МЕЖДУНАРОДНЫХ КОМПАНИЙ
-  ЭСКО - энергосервисные контракты / энергосервисные компании

1-2 июня 2011, Отель Марриотт Гранд, Москва

-  Опыт БАНКОВ и ИНВЕСТИТОРОВ по финансированию проектов в области энергоэффективности, энергосбережения и ВИЭ
-  Экспертный анализ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ БАЗЫ в области энергоэффективности, включая российский ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности..." и других документов
-  Специальные блоки программы, посвященные энергоэффективности в УКРАИНЕ, БЕЛАРУСИ, КАЗАХСТАНЕ

Спонсоры:




The miracles of science™

ascadamsmithconferences.com
Tel: +44 20 7017 7444
Fax: +44 20 7017 7447
www.sustainableenergycis.com

*скидка не действительна для лиц, уже зарегистрировавших свое участие в конференции и/или семинара. Любая из скидок предоставляется только на момент регистрации и не может быть совмещена с другими предложениями по скидкам. Все скидки подлежат дополнительному рассмотрению при регистрации.

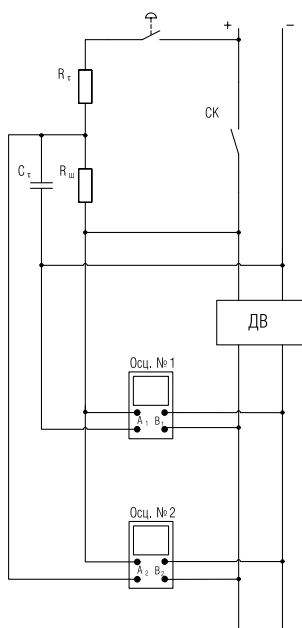


Рис. 2. Схема измерения параметров ДВ с использованием RC-цепи для формирования тестового сигнала; СК – штатные управляющие контакты, во время опытов остаются разомкнутыми

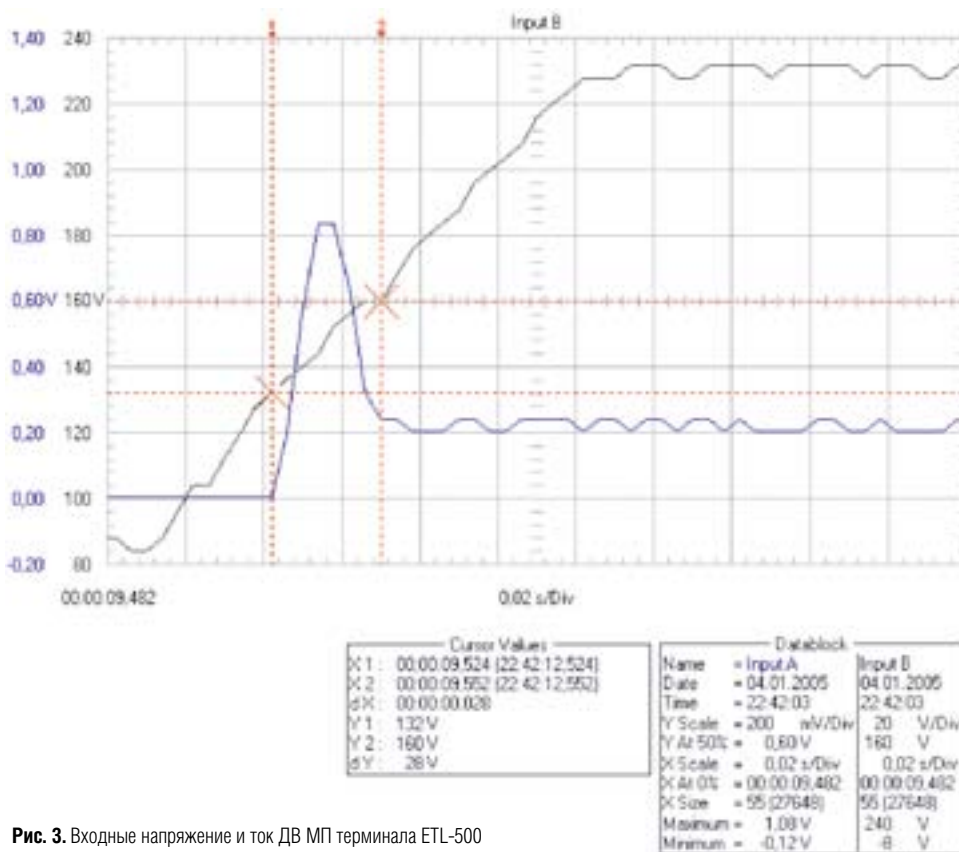


Рис. 3. Входные напряжение и ток ДВ МП терминала ETL-500

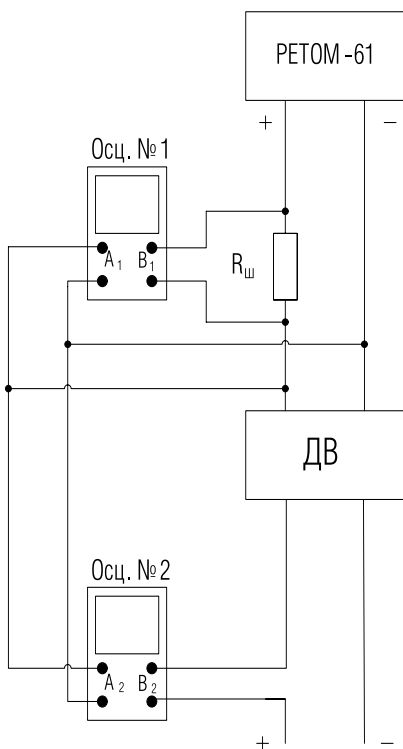


Рис. 4. Схема измерения параметров ДВ с использованием РЕТОМ-61

Для проведения испытаний необходимо осциллографировать напряжение и ток на входе и напряжение на выходе ДВ. В представленных далее экспериментах использовались два двухканальных осциллографа FLUKE 192B. У этих осциллографов входы гальванически развязаны и могут подключаться к цепям, имеющим напряжение относительно «земли» до 600 В.

В качестве источника тестовых сигналов, в простейшем случае, можно использовать RC-цепь (рис. 2). Элементы R_t и C_t являются времязадающими и подбираются так, что бы бросок тока 20–50 мА на начальной стадии процесса переключения ДВ не создавал чрезмерного падения напряжения на R_t . Хорошие результаты можно получить с сопротивлением 100 Ом и емкостью 500–1000 мкФ. Резистор $R_{ш}$ является шунтом для регистрации входного тока, его сопротивление выбирается с учетом чувствительности осциллографа и уровня помех по месту проведения эксперимента от 10 до 100 Ом. Запуск производится кнопкой, по ручной команде.

На рис. 3 показаны осциллограммы напряжения и тока ДВ терминала серии ETL-500 фирмы ABB. Испытания проводились на подстанции 750 кВ в 2005 году. Задержка переключения не измерялась. В качестве шунта для осциллографирования тока использовался резистор сопротивлением 115 Ом. Импульс тока появился при напряжении 132 В, его амплитуда составила 7,4 мА, продолжительность, по уровню 50 %, 20 мс.

Данный замер показывает пониженный порог срабатывания ДВ и недостаточно мощный, для очистки контактов и для режески помехи, импульс тока.

Более полные и качественные результаты можно получить при использовании для формирования тестового сигнала специальных генераторов. На рис. 4 приведена схема измерений с испытательным комплексом РЕТОМ-61, который позволяет формировать одно и много-ступенчатые импульсы с заданной амплитудой. На рис. 5 и 6 представлены результаты испытаний терминалов Sepam 20. Приведенные осциллограммы показывают реак-

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

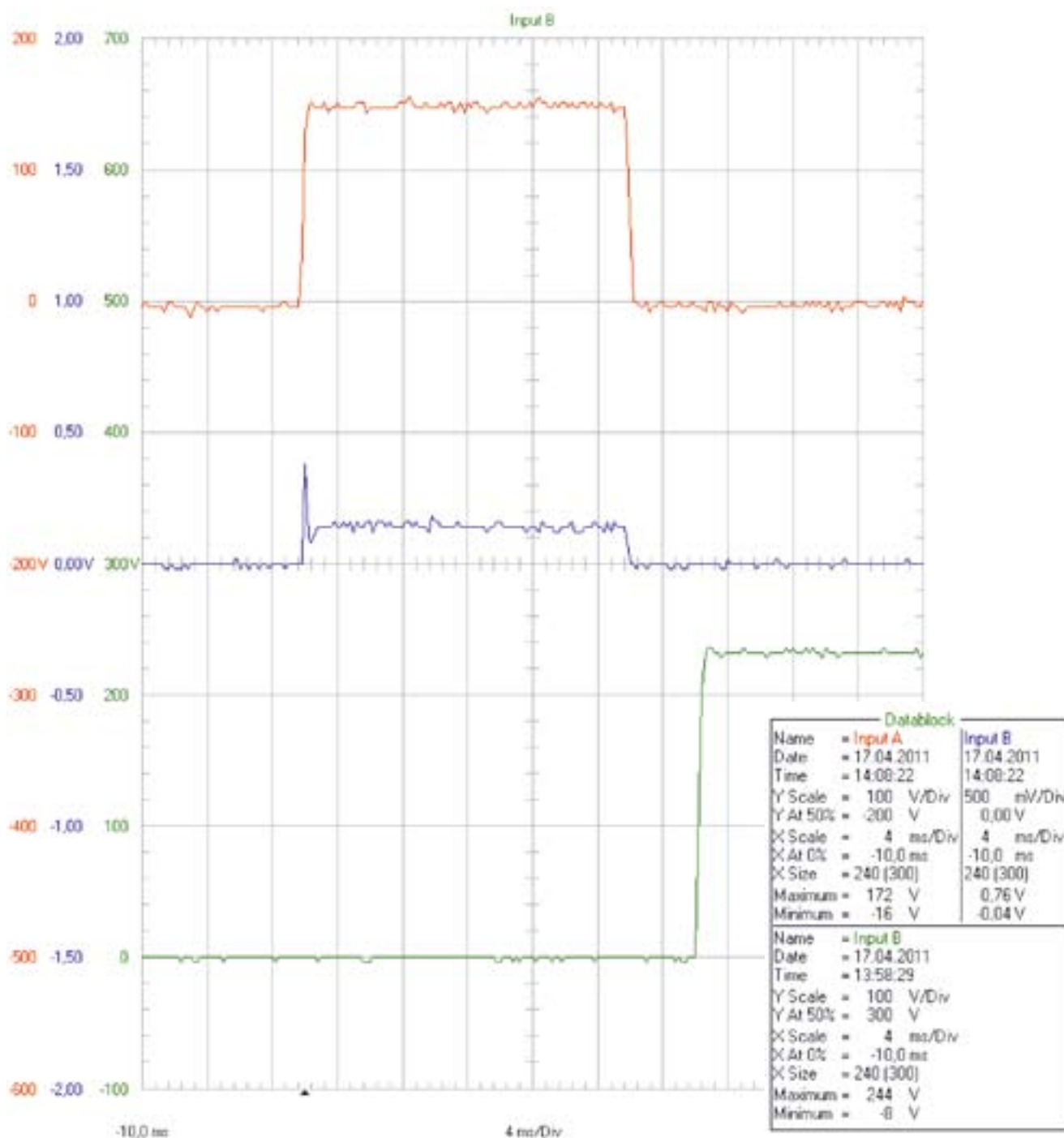


Рис. 5. Напряжение, ток на входе и напряжение на выходе ДВ терминала Serap 20, при входном сигнале прямоугольной формы с уровнем, соответствующем нижней границе напряжения переключения ДВ

цию ДВ на одноступенчатые прямоугольные импульсы напряжения с амплитудами 151 и 200 В. Ток регистрировался с помощью резистора с сопротивлением 100 Ом.

При приложении к дискретному входу напряжения меньше напряжения срабатывания входной ток отсутствует. Цифровой мегаомметр при напряжении

100 В показывает входное сопротивление более 110 МОм. Столь большое сопротивление ДВ не позволит выявить замыкание на «землю» в цепях за ДВ с помощью обычных систем контроля изоляции.

При напряжении, превышающем порог срабатывания, во входной цепи появляется ток, и исчезает он

вместе с прекращением подачи напряжения на ДВ. Очищающий импульс слабый двухступенчатый, амплитуда первой ступени около 4 мА, продолжительность около 0,5 мс. Вторая ступень имеет амплитудное значение около 1 мА. Для разрушения окисной пленки этого недостаточно, и режективная способность

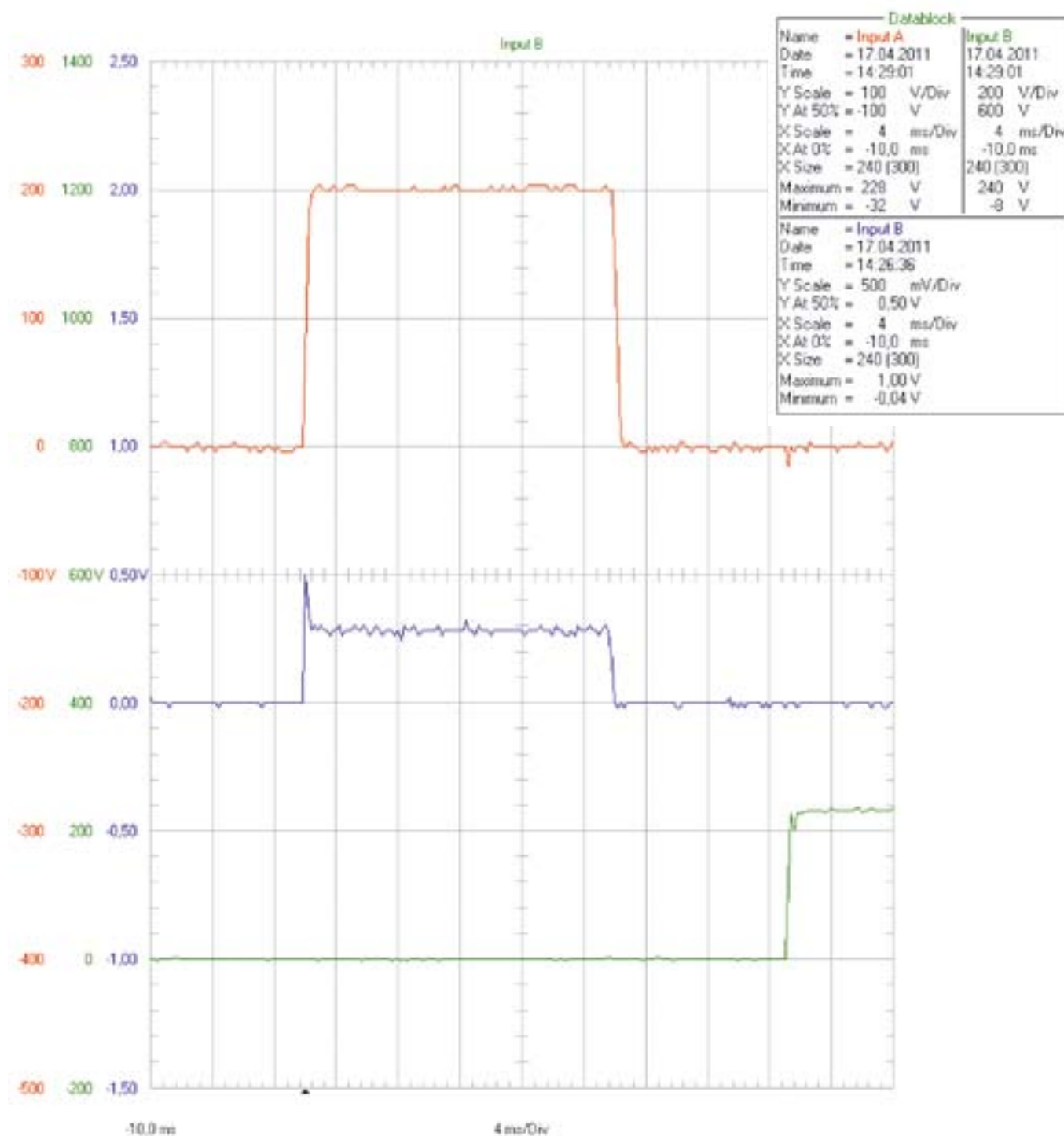


Рис. 6. Напряжение, ток на входе и напряжение на выходе ДВ терминала Серат 20, при входном сигнале прямоугольной формы 200 В

не позволяет надеяться на эффективное гашение энергии помех.

Переключение ДВ происходит с задержкой 25 мс, несмотря на то, что напряжение на входе, к этому времени, становится равным нулю. Состояние выходной цепи ДВ после переключения остается неизменным – открытым в течение 310

мс. Затем происходит размыкание входной цепи.

При входном напряжении 200 В, как видно из рис. 6, входной ток немного увеличился, пропорционально увеличению напряжения, задержка замыкания выходной цепи увеличилась до 31 мс, т.е. более чем на 20 %.

По результатам опытов можно констатировать, что даже слабые помехи продолжительностью 20 и более миллисекунд будут приводить к срабатыванию ДВ и инициировать сбой в работе РЗ. К сожалению, РЕТОМ-61 не позволяет формировать импульсы продолжительностью менее 20 мс и с его помощью не удалось проверить работу

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

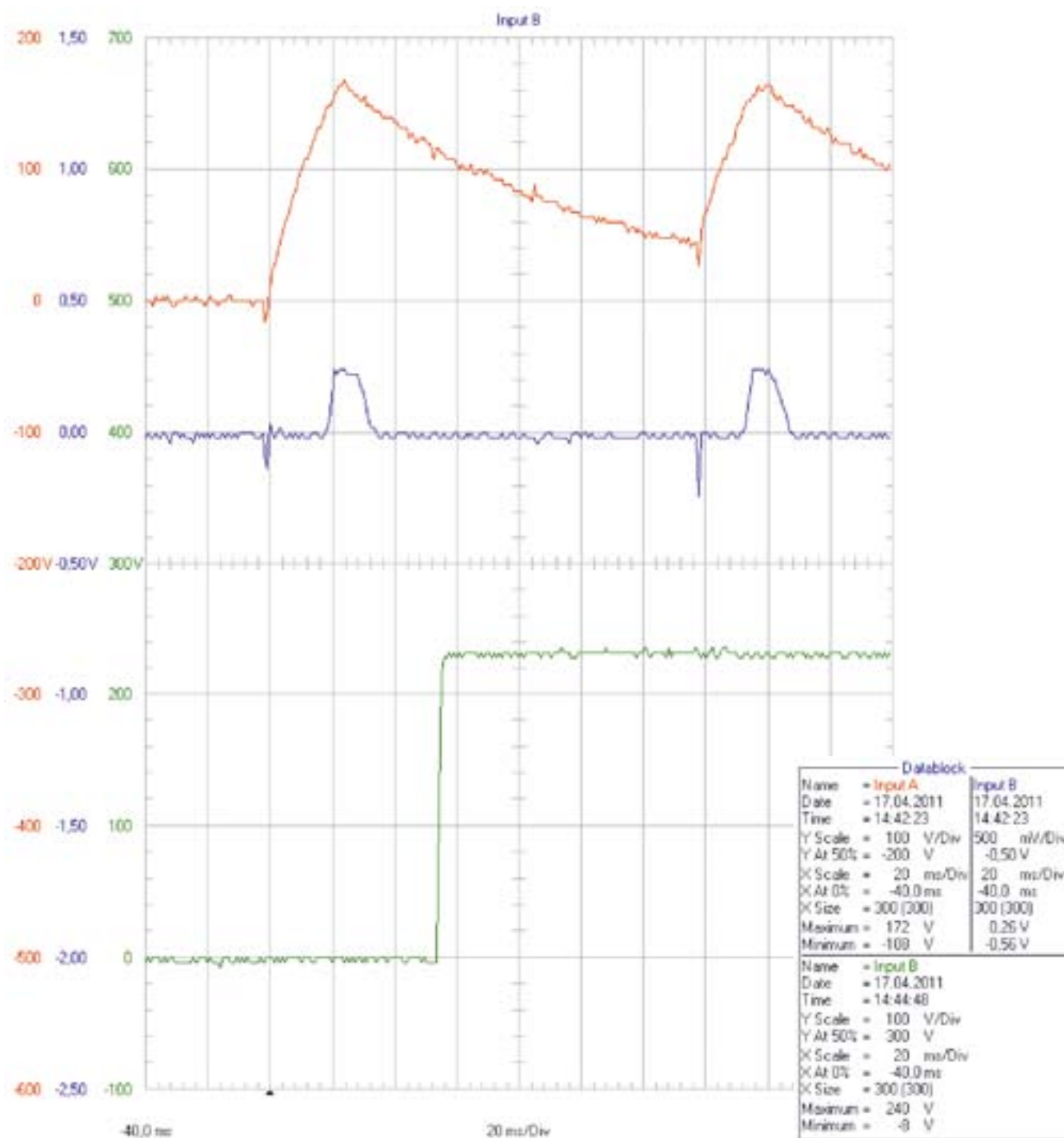


Рис. 7. Напряжение, ток на входе и напряжение на выходе ДВ терминала Sepam 20, при пилообразном входном сигнале с амплитудой 172 В

ДВ терминала Sepam 20, при более коротких импульсах напряжения.

Для оценки работы ДВ при более сложных по форме и продолжительности входных сигналах может быть использован относительно простой специально разработанный для этих целей генератор сигналов. Генератор формирует пакеты пилообразных

сигналов с регулируемыми по длительности фронтами и регулируемой амплитудой. Рис. 7 иллюстрирует процесс переключения ДВ, при 11-ти миллисекундной продолжительности превышении порогового значения входного напряжения, равного 150 В. При этом задержка срабатывания ДВ достигла 55 мс. Состояние переключе-

ния фиксируется, несмотря на снижение напряжения на входе. Схема подключения генератора аналогична схеме подключения РЕТОМа. Сопротивление шунта, как и в предыдущих опытах, 100 Ом.

Снижение амплитуды генератора до 166 В приводит к уменьшению продолжительности превышения

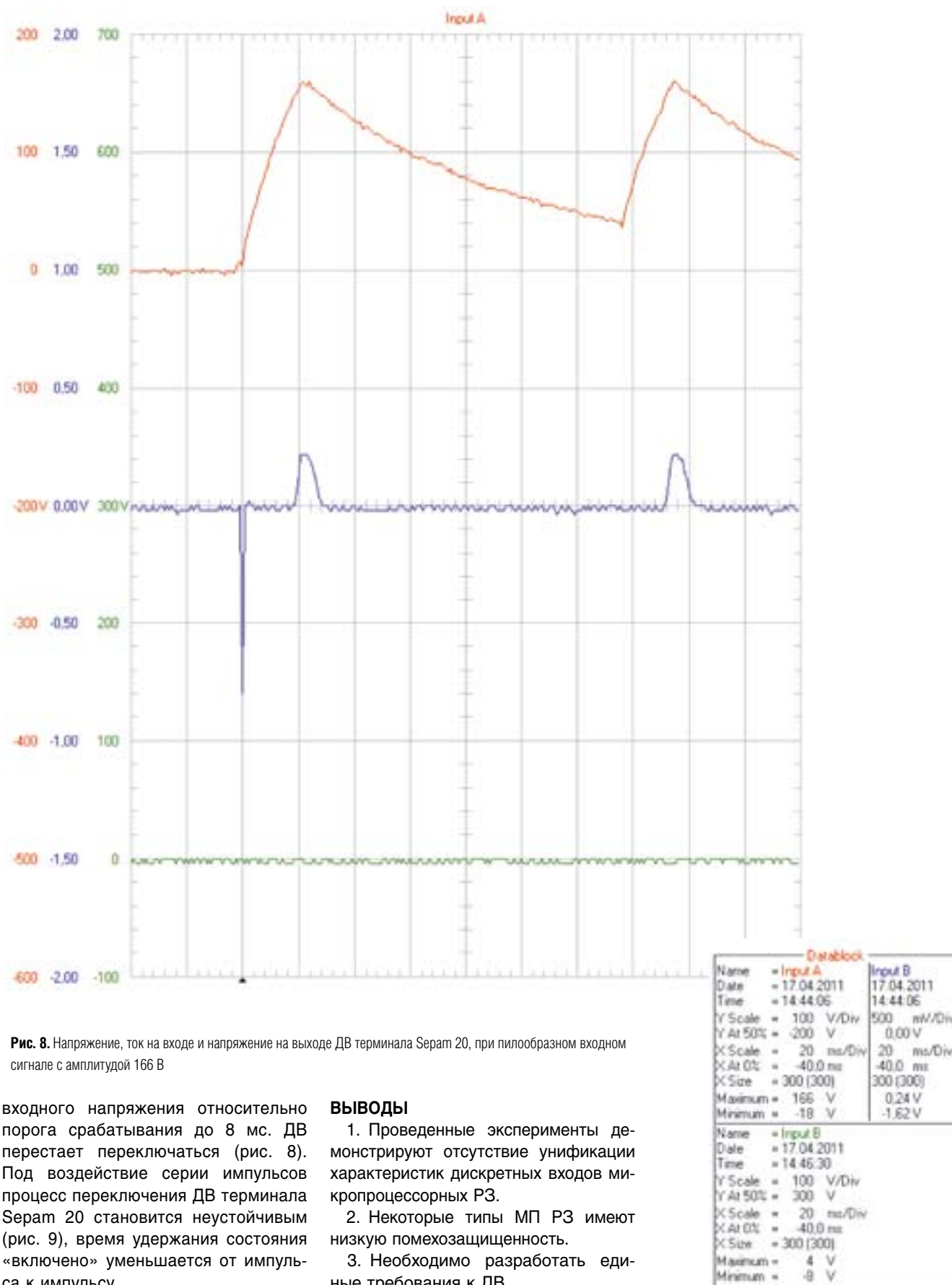


Рис. 8. Напряжение, ток на входе и напряжение на выходе ДВ терминала Seram 20, при пилообразном входном сигнале с амплитудой 166 В

входного напряжения относительно порога срабатывания до 8 мс. ДВ перестает переключаться (рис. 8). Под воздействие серии импульсов процесс переключения ДВ терминала Seram 20 становится неустойчивым (рис. 9), время удержания состояния «включено» уменьшается от импульса к импульсу.

ВЫВОДЫ

1. Проведенные эксперименты демонстрируют отсутствие унификации характеристик дискретных входов микропроцессорных РЗ.

2. Некоторые типы МП РЗ имеют низкую помехозащищенность.

3. Необходимо разработать единые требования к ДВ.

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

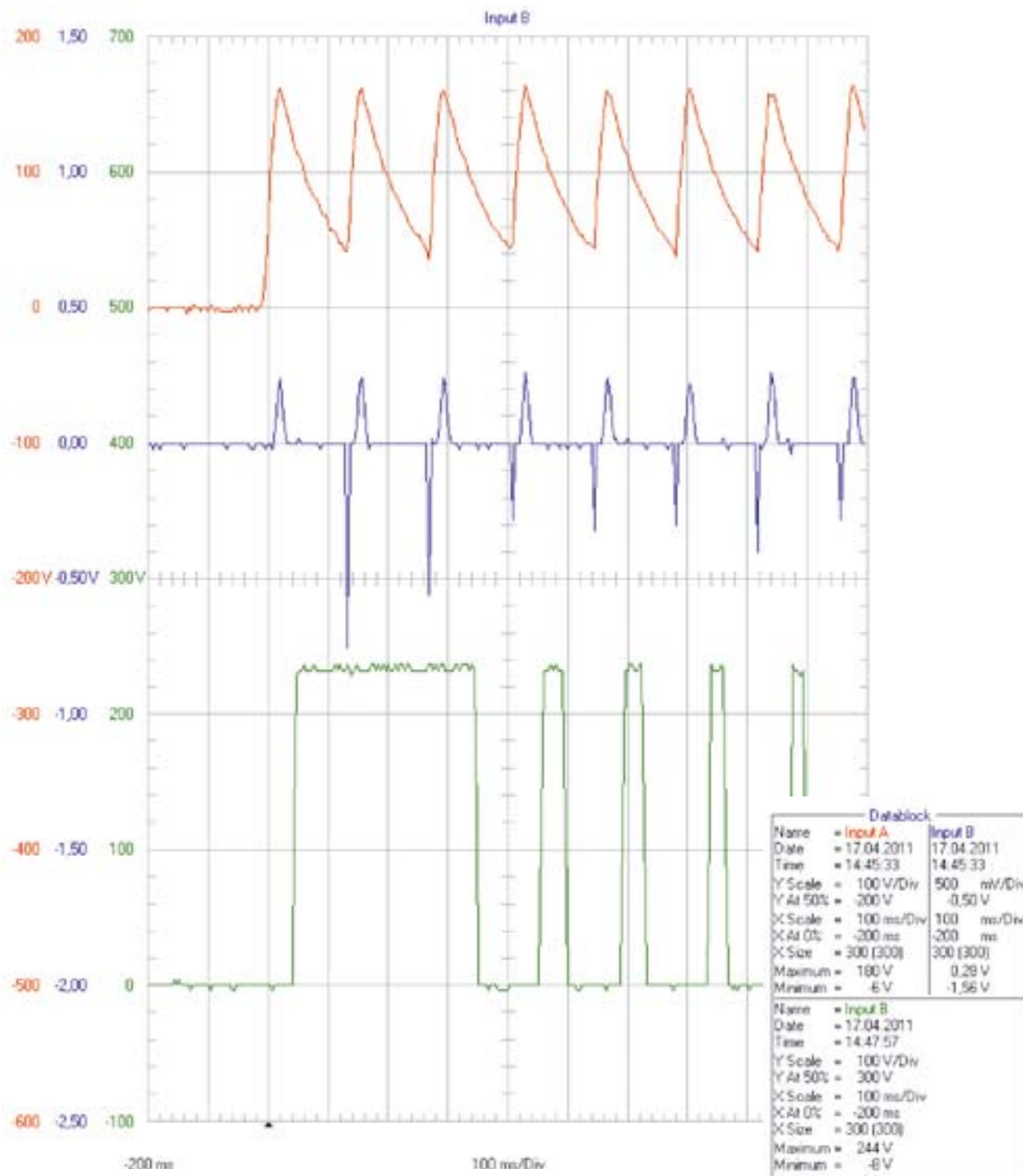


Рис. 9. Напряжение, ток на входе и напряжение на выходе ДВ терминала Sepam 20, при пилообразном входном сигнале с амплитудой 180 В

4. При проведении пусконаладочных работ на электростанциях и подстанциях следует проводить экспериментальное определение характеристик ДВ, для подтверждения их соответствия электромагнитной обстановке.

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 153-34.0-35.648-01 Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем

2. Коновалова Е. В., Сахаров С. Н. Устройства РЗА в ЕНЭС. Основные результаты работы // Новости электротехники. 2008, № 4

ПРОМЫШЛЕННЫЕ GPRS МОДЕМЫ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ НАДЕЖНЫХ И ВЫСОКОСКОРОСТНЫХ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СЕТЕЙ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ EDGE И 3G

ЗОЗУЛЯ Д. С., Менеджер по продукции AUTOMATION ООО «Феникс Контакт РУС» (Москва)



Информационные технологии все больше и больше используются в промышленных приложениях. Большое количество промышленного оборудования имеют Ethernet интерфейс, через который возможен обмен данными с вышестоящими системами. Любое предприятие в настоящее время имеет распределенную локальную сеть, в которую входят сервера сбора данных, СКАДА, MES и ERP системы, рабочие станции инженеров и операторов. В то же время, большое количество объектов и систем, которые необходимо интегрировать в сеть предприятия, находятся на большом расстоянии от центральной сети предприятия и интеграция этих устройств порой невозможна через фиксированные линии связи. Прокладка оптоволоконных линий связи не всегда экономически целесообразна, а в ряде случаев просто не возможна. В свою очередь, существует

большое количество приложений, в которых не требуется получение данных в реальном времени, и быстрые циклы опроса не требуются. В таких задачах, как мониторинг работы насосных станций, систем газоснабжения, технического и коммерческого учета электроэнергии, мониторинга параметров электросети и качества электроэнергии используются циклы опроса от 5–10 секунд до 5–10 минут. В ряде случаев необходимо получение архивов работы системы, которые могут занимать от нескольких десятков мегабайт до нескольких гигабайт. Такие системы обычно интегрируются в сеть с помощью технологии GPRS.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОМЫШЛЕННЫМ GPRS МОДЕМАМ

Широкое распространение в подобных системах нашли GPRS модемы. Основные задачи модемов, как оборудо-

вания связи – это обеспечение и поддержания прозрачного и стабильного канала связи. Модем устанавливается непосредственно в шкаф управления, поэтому должен соответствовать всем требованиям к промышленному оборудованию, таким как:

- защита от электромагнитных наводок;
- прочная конструкция;
- защита от ударов и вибраций;
- широкий диапазон температуры эксплуатации;
- крепление на DIN рейку;
- питание 24 В, подключаемое с помощью промышленного разъема;
- высокая отказоустойчивость;
- большая наработка на отказ (MTBF);
- наличие дискретных выходов для индикации состояния работы на контроллер;
- наличие дискретных входов для управления модемом со стороны контроллера;
- возможность управления работой модема или диагностики через интерфейс подключения.

Также модем должен обеспечивать стабильный и бесперебойный канал связи. Стабильность канала связи обеспечивается следующими функциями:

- сторожевой таймер GSM подключения;
- сторожевой таймер GPRS подключения;
- возможность перезагрузки GSM модуля по расписанию;
- возможность принудительной перезагрузки GSM модуля по внешней команде;
- возможность принудительного теста канала связи с центральной станцией;
- опционально наличие двух СИМ карт.

Для простой и прозрачной интеграции оборудования с Ethernet интерфейсом использование GPRS модемов не всег-

да удобно. В данном случае самое целесообразное решение – использование GPRS маршрутизаторов. GPRS маршрутизатор имеет интерфейс Ethernet со стороны локальной сети (LAN). Подключение в сеть предприятия производится через WAN порт, которым в маршрутизаторе является встроенный GPRS интерфейс. Подключение контроллеров и систем производится через LAN интерфейс. Данное подключение будет простым и наиболее прозрачным за счет встроенного в маршрутизатор TCP/IP стека и современных технологий маршрутизации. Устройства с последовательным интерфейсом (RS232 или RS485) можно подключить, используя сервер последовательных интерфейсов. Сама идеология маршрутизатора позволяет наиболее эффективно использовать TCP/IP стек. Настройка маршрутизатора производится через web интерфейс, поэтому нет необходимости использовать АТ команды для его настройки. Все функции поддержки канала связи маршрутизатор обеспечивает самостоятельно. Опрос подключенных устройств возможен по любым доступным протоколам на IP уровне. Для инициализации передачи данных самим устройством нет необходимости управления модемом. Т.к. устройство подключено в сеть, то отправка данных на центральный сервер будет прозрачной, как в локальной сети через стандартный проводной маршрутизатор. При использовании GPRS маршрутизаторов также доступны для использования любые стандартные IP протоколы, например, по протоколу FTP возможно получить доступ к архивам данных на устройстве.

ПРОМЫШЛЕННЫЕ GPRS МАРШРУТИЗАТОРЫ ОТ PHOENIX CONTACT

Промышленные GSM модемы от Phoenix Contact удовлетворяют всем современным требованиям промышленного оборудования GPRS связи. Рассмотрим основные функции и варианты построения сетей с использованием двух моделей GPRS маршрутизаторов от Phoenix Contact:

- PSI-MODEM-3G/ROUTER
- PSI-MODEM-GSM/ETH

Оба данных устройства обладают идентичными функциями и различаются только типом установленного GPRS модуля.

PSI-MODEM-GSM/ETH – стандартный маршрутизатор с одной СИМ картой, работающий в сетях GPRS и EDGE. Технология EDGE позволяет передавать данные со скоростью до 256 Кбит/с.

PSI-MODEM-3G/ROUTER поддерживает работу в сотовых сетях третьего поколения 3G. С использованием технологии HSDPA возможна передача данных со скоростью до 7,2 Мбит/с. Поддержка двух СИМ карт позволяет использовать данный маршрутизатор для задач, требующих резервирования канала связи.

КОНСТРУКЦИЯ МОДЕМОВ

GPRS модемы PSI-MODEM-3G/ROUTER и PSI-MODEM-GSM/ETH разработаны для промышленного использования. Устройства устанавливаются в шкаф управления на стандартную DIN рейку. Подключение питания +24 В производится через винтовые клеммы. Корпус маршрутизатора имеет небольшие габариты, что позволяет использовать их в небольших шкафах управления. Устройства оснащены шестью дискретными входами и четырьмя дискретными выходами. Антенна подключается через стандартный разъем SMA, а локальная сеть через стандартный порт RJ45. Для настройки маршрутизатора используется web интерфейс. Устройство уже имеет настроенный IP адрес по умолчанию. Доступ в web интерфейс возможен через любой стандартный браузер. Кроме настройки всех необходимых функций через web интерфейс доступна информация о статусе GSM связи GPRS подключения, состоянии входов и выходов. Доступ в web Интерфейс возможен, как со стороны локальной сети, так и при необходимости со стороны GPRS (настраивается).

ФУНКЦИИ ВСТРОЕННЫХ ВХОДОВ И ВЫХОДОВ

Входы и выходы модемов свободно конфигурируемые. С помощью дискретных входов можно управлять функциями модема или отсылать СМС сообщения. С помощью дискретных входов можно активировать GSM модуль, сделать GPRS подключение, установить VPN соединения. Перезагрузка модема также может быть выполнена с помощью активации дискретного входа. СМС сообщения могут отсылаться на несколько номеров, как по активации,

так и по деактивации входа, с разным текстом самого сообщения.

Выходы модема могут быть настроены на индикацию статуса модема: модем включен, состояние GSM связи, статус GPRS соединения. Также дискретные выходы могут быть включены с помощью СМС сообщения.

Доступ к состоянию входов и управлению выходами возможен удаленно или локально через сеть. С помощью XML запросов можно считать текущее состояние входов и дать команду включения или выключения выходов.

ФУНКЦИИ СМС СООБЩЕНИЙ

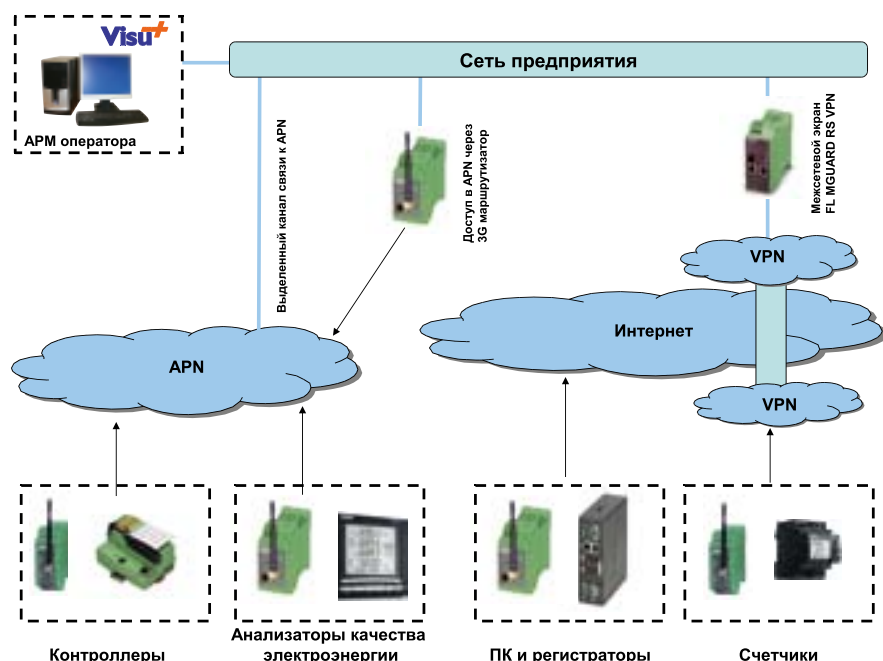
Отправка СМС и управление через СМС позволяют реализовывать простейшие и заранее запрограммированные функции. Но порой необходим расширенный функционал. Для этого в модеме предусмотрен СМС сервер. Доступ к СМС серверу осуществляется как через LAN, так и через GPRS. С помощью XML запроса подключенный контроллер может передать любое созданное им сообщение на любой номер телефона. В свою очередь, модем может перенаправлять полученные СМС на указанный IP адрес в формате XML.

ФУНКЦИЯ ПОДДЕРЖАНИЯ КАНАЛА СВЯЗИ

Для стабильной работы системы необходимо поддерживать работу GPRS канала. Это достигается несколькими способами. Маршрутизаторы Phoenix Contact постоянно отслеживают состояние GPRS подключения и при потери подключения автоматически производят переподключение к беспроводной сети. Для обеспечения стабильной работы предусмотрена функция перезагрузки. Доступны настройки перезагрузки устройства, как ежедневно в назначенное время, так и по заданному расписанию.

Подключенный контроллер может определять состояние GSM и GPRS связи с помощью дискретных выходов модема. При отсутствии GPRS подключения контроллер может дать модему команду на перезагрузку.

Наличие GPRS подключения не всегда означает наличие связи с верхним уровнем. Это может быть вызвано, например, большой загрузкой сотовой сети. В таком случае, устройства, только что подключившиеся к GPRS имеют более стабильный и быстрый ка-



нал связи. Для данных ситуаций, кроме функции перезагрузки по расписанию предусмотрена функция принудительного теста канала связи. Маршрутизатор настраивается на тестовые запросы (ping) определенных узлов сети. Можно задать до трех узлов в сети и интервал тестовых пакетов. При отсутствии ответа на тестовые запросы в зависимости от настроек модем может перезагрузиться или произвести принудительное переключенное к сети GPRS.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ GPRS МАРШРУТИЗАТОРОВ

Для построения сети передачи данных можно использовать несколько вариантов построения сети. В любом случае маршрутизатор подключается в GPRS сеть. Различается только метод доступа к устройствам с верхнего уровня. Для обеспечения связи необходимо использовать статические IP адреса на удаленных объектах, либо на центральном сервере. В зависимости от доступных услуг связи всегда можно выбрать оптимальное решение.

ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫДЕЛЕННОГО АРН СО СТАТИЧЕСКИМИ IP АДРЕСАМИ

АРН – это точка доступа для GPRS сети. Провайдеры сотовой связи кроме доступа к интернету могут предо-

ставить отдельную точку доступа для компании. Данная точка доступа не имеет выхода в интернет. Доступ в выделенный АРН имеют только определенные СИМ карты. Таким образом обеспечивается надежная защита информации средствами провайдера, т.к. посторонние лица не имеют возможности доступа в закрытую GPRS сеть. Кроме защиты информации частный АРН имеет ряд дополнительных преимуществ. Тарифы на GPRS связь в закрытом АРН ниже, чем на доступ в Internet и округление трафика производится с большей точностью. Выделение статических IP адресов на всех СИМ картах не требует абонентской платы. Для подключения закрытого АРН к сети предприятия доступно множество решений. Самый простой способ – подключение АРН через сеть провайдера сотовой связи выделенным каналом, с помощью медной или оптоволоконной линии. Если проводка физического канала не возможна, то АРН с сетью предприятия можно обеспечить с помощью VPN соединения через интернет. При отсутствии возможности установки VPN соединения в сеть предприятия можно установить GPRS маршрутизатор. В таком случае рекомендуется установить маршрутизатор с поддержкой 3G PSI-MODEM-3G/ROUTER. Т.к. ширина канала будет разделяться между всеми опрашиваемыми устройствами, то центральный маршрутизатор должен иметь более

высокую скорость передачи данных, чем маршрутизаторы на удаленных станциях.

Для доступа к удаленным устройствам чаще всего используется технология маршрутизации NAT. В web интерфейсе модема заполняется таблица преадресации данных с внешнего IP адреса маршрутизатора на IP адреса устройств локальной сети. Центральная станция опрашивает удаленные станции по внешнему IP адресу модема, который перенаправляет пакеты данных на нужные устройства. Данная технология позволяет просто интегрировать большое количество типовых систем с одинаковыми IP адресами в единую сеть.

ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ VPN СОЕДИНЕНИЯ ЧЕРЕЗ ИНТЕРНЕТ С ДИНАМИЧЕСКИМИ IP АДРЕСАМИ

Выделение частного АРН и статических IP адресов в интернете не всегда возможно в зависимости от доступных услуг местных провайдеров связи. В данном случае при наличии статического IP адреса на центральной станции обеспечить доступ возможно с помощью VPN соединения. На центральной станции необходимо установить VPN сервере с поддержкой IPSec VPN, например FL MGuard RS VPN. Удаленные модемы инициируют защищенное VPN соединение с центральной станцией. В таком случае перенаправление пакетов с помощью NAT не нужно. Удаленные подсети прозрачно интегрируются в сеть предприятия. Но использование VPN не позволяет использовать типовую настройку IP адресов удаленных устройств. Все удаленные устройства должны иметь разные подсети.

ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТАТИЧЕСКИХ IP АДРЕСОВ В ИНТЕРНЕТЕ

Для ряда задач используется непосредственный доступ к удаленным объектам через сеть интернет. Для этого необходимо использование статических IP адресов на СИМ картах. Для опроса подключенных устройств используется технология маршрутизации NAT. Для защиты информации можно использовать встроенный в маршрутизатор межсетевой экран.

Информационные технологии передачи, диспетчерского контроля и управления в электроэнергетике

X специализированный научно-технический семинар
с 26 по 30 сентября 2011 г., Подмосковье

Организаторы:
журнал «Энергоэксперт» и ОАО «НТЦ электроэнергетики».

Цель семинара – ознакомление с состоянием разработок, перспективами развития и практическим использованием современных средств сбора, передачи, обработки и отображения информации, включающих средства измерительных датчиков-преобразователей, средства телемеханики, АСУ ТП, АСДУ, средства оперативных щитов, видеощитов, рабочих мест оперативно-диспетчерского персонала, технологии отображения информации – для Системного оператора и его подразделений, генерирующих компаний и электростанций, Федеральной сетевой компании и ее подразделений (верхний уровень ФСК, МЭС, ПМЭС), подразделений холдинга МРСК (верхний уровень МРСК, РСК, ПЭС), энергоснабжающих компаний, крупных подстанций.

К участию в семинаре-выставке приглашаются руководители оперативно-диспетчерских и информационно-технологических направлений, руководители и специалисты оперативно-диспетчерских служб, служб телемеханики и связи, служб эксплуатации программно-аппаратного комплекса, служб программного обеспечения АСДУ (АСУ ТП) пунктов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, руководители и специалисты организаций – разработчиков, изготовителей и поставщиков средств телемеханики, средств АСДУ (АСУ ТП), видеосредств коллективного и персонального пользования, щитов управления, руководители и специалисты научно-исследовательских и проектных организаций.

На семинаре будут рассмотрены следующие основные направления развития и использования средств информационного обеспечения пунктов оперативно-диспетчерского управления:

- системы сбора информации на объектах;
- средства АСУ ТП;
- средства измерительных датчиков-преобразователей;
- системы передачи информации;
- отраслевые протоколы передачи информации;
- оперативно-информационные комплексы (SCADA-системы);
- средства рабочих мест и человеко-машинного интерфейса;
- видеосредства коллективного пользования;
- традиционные мнемощиты;
- технология отображения оперативно-диспетчерской информации на средствах коллективного и персонального пользования.

По вопросу участия в семинаре обращаться в редакцию:

125252, г. Москва, ул. Новопесчаная, д. 17/7, корпус 23

Тел./факс: (495) 228-60-05

Меерсон Дилия

E-mail: seminar@energyexpert.ru

Сайт: www.energyexpert.ru

По вопросам подготовки докладов и программы семинара:

Тел.: (499) 613-30-09

Штейнбок Леонид Семенович

E-mail: steinbok@vniie.ru

ВЫЯВЛЕНИЕ КОМБИНИРОВАННЫХ ДЕФЕКТОВ В ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИИ НА ОСНОВЕ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ И ТЕОРИИ ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА

НАЗАРЫЧЕВ А. Н., д.т.н., профессор, ИГЭУ

ЗЕЛЕНЦОВ И. Ю., инженер

Разработан подход по выявлению комбинированных развивающихся дефектов в электрооборудовании на основе метода хроматографической диагностики и теории факторного анализа, позволяющий делать более глубокий и достоверный прогноз о состоянии маслonaполненного оборудования без проведения дополнительных испытаний на основе уже имеющихся данных. Для силовых трансформаторов приведены примеры применения предлагаемого подхода по совершенствованию метода оценки их технического состояния.

Метод хроматографического анализа растворенных газов (ХАРГ) в маслonaполненном (трансформаторном) электрооборудовании (ЭО) используется для диагностики развивающихся дефектов. Он основан на определении концентраций, растворенных в масле газов [1]. Этим методом выявляют две группы дефектов: первая связана с перегревом токоведущих и конструктивных элементов ЭО; вторая — с электрическими разрядами в масле.

Выявление комбинированных дефектов в маслonaполненном ЭО — наиболее сложная задача диагностики. Например, к комбинированным дефектам относится сочетание дугового разряда в обмотке и перегрев сердечника трансформатора [2]. Решение этой задачи обеспечивает более глубокую и достоверную оценку технического состояния ЭО на основе ХАРГ. Совершенствование метода ХАРГ для диагностики комбинированных дефектов в ЭО предлагается выполнять на основе теории факторного анализа.

Факторный анализ представляет собой раздел математической статистики, относящийся к многомерному статистическому анализу. Среди задач, решаемых с помощью факторного анализа, наиболее распространенной является задача, связанная с уменьшением размерности описания системы путем замены совокупности непосредственно определяемых частных показателей качества меньшим числом более информативных комплексных показателей, отражающих существенные свойства системы.

Пусть получена совокупность из n наблюдений над состоянием изучаемой системы (объекта), характеризуемого набором m непосредственно измеряемых переменных (частных показателей качества) X_i , $i=1...m$. Эти данные могут быть представлены в виде двумерной таблицы $X=(x_{ij})$ чисел x_{ij} раз-

мерностью $m \times n$. Каждый элемент x_{ij} , $i=1...m$, $j=1...n$ матрицы X есть конкретное значение i -ой измеряемой (вычисляемой) переменной (i -го частного показателя качества) X_i для j -го наблюдения. Информационный массив, представленный описанной двумерной таблицей, назовем матрицей данных.

Чтобы сделать возможным сопоставление переменных X_i как величин различной размерности и устранить влияние различных единиц масштаба, матрицу исходных данных $X=(x_{ij})$ следует нормировать, вводя единый для всех переменных масштаб. Самый распространенный вид нормировки матрицы данных — переход от значений x_{ij} к значениям Z [3, 4].

$$Z = \frac{x_{ij} - \bar{x}_i}{S_i}, \quad (1)$$

$$\text{где } \bar{x}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_{ij}; S_i = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{j=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_i)^2}.$$

Полученная в результате нормировки матрица $Z=(z_{ij})$ удовлетворяет следующим условиям:

$$\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0; \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{j=1}^n z_{ij}^2 = 1; i = 1...m.$$

Выборочный коэффициент корреляции r_{ik} между переменными с номерами i и k может быть вычислен по формуле:

$$\begin{aligned} r_{ik} &= \frac{\sum_{j=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_i) \cdot (x_{kj} - \bar{x}_k)}{\sqrt{\sum_{j=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_i)^2 \cdot \sum_{j=1}^n (x_{kj} - \bar{x}_k)^2}} = \\ &= \frac{\sum_{j=1}^n z_{ij} \cdot z_{kj}}{\sqrt{\sum_{j=1}^n z_{ij}^2 \cdot \sum_{j=1}^n z_{kj}^2}} = S_{ik} = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{j=1}^n z_{ij} \cdot z_{kj}, \end{aligned} \quad (2)$$

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



Рассмотрим применение факторного анализа для совершенствования метода ХАРГ для диагностики комбинированных дефектов на примере силовых трансформаторов.

Пусть для силового трансформатора получена следующая серия экспериментальных данных по ХАРГ:

1-ый анализ: $\text{CO}_2=0,17$; $\text{CO}=0,02$; $\text{CH}_4=0,0045$; $\text{C}_2\text{H}_4=0,005$; C_2H_2 – отсутствует; $\text{C}_2\text{H}_6=0,002$; $\text{H}_2=0,008$.

2-й анализ: $\text{CO}_2=0,16$; $\text{CO}=0,02$; $\text{CH}_4=0,017$; $\text{C}_2\text{H}_4=0,05$; $\text{C}_2\text{H}_2=0,003$; $\text{C}_2\text{H}_6=0,0048$; $\text{H}_2=0,0075$.

3-й анализ: $\text{CO}_2=0,15$; $\text{CO}=0,02$; $\text{CH}_4=0,016$; $\text{C}_2\text{H}_4=0,048$; $\text{C}_2\text{H}_2=0,003$; $\text{C}_2\text{H}_6=0,0047$; $\text{H}_2=0,01$.

Сформируем матрицу исходных данных $X=(x_{ij})$, которая примет вид матрицы размерностью 7×3 , число строк которой соответствует числу наблюдаемых переменных, т.е. числу измеренных газов, а число столбцов – количеству проведенных хроматографических анализов.

$$X = \begin{pmatrix} 0,17 & 0,16 & 0,15 \\ 0,02 & 0,02 & 0,02 \\ 0,0045 & 0,017 & 0,016 \\ 0,005 & 0,05 & 0,048 \\ 0 & 0,003 & 0,003 \\ 0,002 & 0,048 & 0,0047 \\ 0,008 & 0,0075 & 0,01 \end{pmatrix}$$

Все m значений переменных X подвергнем нормировке по формуле (1), получим матрицу $Z=(z_{ij})$ нормированных (стандартизированных) значений:

$$Z = \begin{pmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0,8165 & 0,8165 & 0,8165 \\ -1,1517 & 0,6478 & 0,5039 \\ -1,1538 & 0,6162 & 0,5376 \\ -1,1547 & 0,5774 & 0,5774 \\ -1,1541 & 0,6085 & 0,5456 \\ -0,378 & -0,7559 & 1,1339 \end{pmatrix}$$

Выборочные коэффициенты корреляции между переменными с номерами i и k вычислим по формуле (2) и сформируем корреляционную матрицу R :

$$R = \begin{pmatrix} 1 & 0 & -0,8278 & -0,8457 & -0,866 & -0,8499 & -0,7559 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,8278 & 0 & 1 & 0,9995 & 0,9974 & 0,9992 & 0,2585 \\ -0,8457 & 0 & 0,9995 & 1 & 0,9992 & 1 & 0,2899 \\ -0,866 & 0 & 0,9974 & 0,9992 & 1 & 0,9995 & 0,3273 \\ -0,8499 & 0 & 0,9992 & 1 & 0,9995 & 1 & 0,2974 \\ -0,7559 & 0 & 0,2585 & 0,2899 & 0,3273 & 0,2974 & 1 \end{pmatrix}$$

Для выборочной корреляционной матрицы $R=(r_{ik})$ и выборочной ковариационной матрицы $S=(s_{ik})$ имеет место соотношение [3, 4]:

$$R = \frac{1}{n-1} \cdot Z \cdot Z^T = S. \quad (3)$$

Известно, что каждая из переменных $Z_i, i=1 \dots m$, заданная в стандартной форме, может быть представлена как функция небольшого числа общих факторов $P_1, P_2, \dots, P_r$ и характерного фактора P_{r+i} : $Z_i=f(P_1, P_2, \dots, P_r, P_{r+i})$.

Каждый фактор $P_l, l=1 \dots r$ из числа общих факторов имеет существенное значение для анализа всех измеряемых переменных Z_i . Общие факторы обуславливают корреляцию между переменными Z_i и представляющей собой скрытые ненаблюдаемые непосредственно случайные переменные, которые проявляются только через связи между наблюдаемыми переменными. В отличие от общих факторов изменение в характерном факторе P_{r+i} при-

Рубрика ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТЫ

Ведущий рубрики



Назарычев Александр Николаевич

Заведующий кафедрой
«Электрические станции, подстанции
и диагностика электрооборудования»
ГОУ ВПО Ивановский государственный
энергетический университет (ИГЭУ),
доктор технических наук, профессор.

В 1983 году с отличием окончил
электроэнергетический факультет ИГЭУ
по специальности «Электрические станции».
В 1991 году защитил кандидатскую,
а в 2005 году докторскую диссертацию.
Заслуженный работник ЕЭС РФ.

Задать вопрос ведущему рубрики

вы можете через редакцию по e-mail:
vopros@energyexpert.ru
или через форум Интернет-портала
«Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

Прямая ссылка:
<http://energyexpert.ru/forum/viewforum.php?f=13>

водит к изменению значения только соответствующей переменной Z_i .

При факторном анализе исходят из линейной модели, которая имеет вид:

$$Z_i = a_{i1}p_1 + a_{i2}p_2 + \dots + a_{ir}p_r + u_i p_{r+i}, \quad i = 1 \dots m. \quad (4)$$

Такую модель называют основной моделью факторного анализа. Коэффициенты a_{il} , $l = 1 \dots r$ и u_i в этом выражении характеризуют значимость соответствующего фактора для описания j -ой переменной и называются факторными нагрузками.

Допущение о линейности взаимосвязей в факторных моделях не всегда полно отражает реальные явления: переменные могут взаимодействовать и более сложным образом. Поэтому линейную модель факторного анализа следует считать первым приближением к отражению реальных процессов происходящих при развитии эффектов.

В соответствии с моделью (4) для j -го наблюдаемого значения i -ой переменной Z_i можно записать выражение:

$$Z_{ij} = a_{i1}p_{1j} + \dots + a_{il}p_{lj} + \dots + a_{ir}p_{rj} + u_i p_{r+i,j}, \quad i = 1 \dots m, \quad j = 1 \dots n, \quad r \leq m. \quad (5)$$

В матричной форме выражение (4) выглядит следующим образом:

$$Z = F \cdot P. \quad (6)$$

В выражении (5) $Z = (z_{ij})$ – матрица исходных данных, записанных в стандартизированной форме; F – матрица размера $m \times (r+m)$, содержащая нагрузки характерных факторов и называется факторным отображением; P – матрица размера $(r+m) \times n$, содержащая значения общих и характерных факторов отдельных наблюдений. Матрица F является блочной матрицей $F = (AU)$ с блоками в виде матриц

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & \dots & a_{1r} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{m1} & \dots & a_{mr} \end{pmatrix}, \quad U = \begin{pmatrix} u_1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & u_m \end{pmatrix}.$$

Используя выражение (6) для матрицы Z , для выборочной корреляционной матрицы R наблюдаемых переменных (3) получим:

$$R = \frac{1}{n-1} \cdot Z \cdot Z^T = \frac{1}{n-1} (FP)(FP)^T =$$

$$= F \left(\frac{1}{n-1} PP^T \right) F^T = FCF^T.$$

$$R = FCF^T. \quad (7)$$

$$C = \frac{1}{n-1} PP^T. \quad (8)$$

Матрица C , определяемая формулой (8), является выборочной корреляционной матрицей, отражающей связи между факторами. Если наложить условие некоррелированности факторов, т.е. принять $C = I$, где I – единичная матрица, то, согласно [3, 4], получим:

$$R = FF^T = AA^T + UA^T + AU^T + UU^T. \quad (9)$$

Легко показать, что:

$$UA^T = AU^T = 0. \quad (10)$$

Следовательно,

$$R = AA^T + UU^T. \quad (11)$$

Из выражения (11) получим:

$$R_h = R - UU^T = AA^T. \quad (12)$$

Матрица R_h называется редуцированной корреляционной матрицей. Поскольку UU^T является диагональной матрицей, то редуцированная корреляционная матрица R_h отличается от корреляционной матрицы R только элементами главной диагонали. Уравнение (12) выражает основную зависимость, служащую для нахождения факторных нагрузок a_{il} , $i = 1 \dots m$, $l = 1 \dots r$.

Задача факторного анализа – определение матрицы факторных нагрузок A путем нахождения решения уравнения (12). Это уравнение не имеет однозначного решения. Действительно, матрица $B = AT$, где T – ортогональная матрица ($T^T = T^{-1}$), тоже удовлетворяет уравнению, что проверяется непосредственной подстановкой в него вместо матрицы A матрицы B . Получение однозначного решения уравнения становится возможным при введении ограничений на матрицу факторных нагрузок [4, 5]. Обычно устанавливаются такие дополнительные требования к матрице A , которые полезны с содержательной точки зрения.

После определения факторных нагрузок могут быть рассчитаны элементы матрицы численных значений факторов, т.е. значения факторов для отдельных наблюдений.

Процедура факторного анализа начинается с получения матрицы исходных данных $X = (x_{ij})$, $i = 1 \dots m$, $j = 1 \dots n$, путем измерения значений непосредственно наблюдаемых переменных X_j . По ней вычисляется корреляционная матрица $R = (r_{ik})$, $i, k = 1 \dots m$, которая преобразуется в редуцированную корреляционную матрицу $R_h = (r_{ik}^h)$, отличающуюся от корреляционной матрицы только элементами главной диагонали. Далее находится матрица факторных нагрузок $A = (a_{il})$, $i = 1 \dots m$, $l = 1 \dots r$, удовлетворяющая рассмотренному уравнению (12). После определения матрицы факторных нагрузок рассчитываются оценки значений факторов для отдельных наблюдений, которые являются элементами матрицы значений факторов $P = (p_{ij})$, $i = 1 \dots r$, $j = 1 \dots n$.

Сравнивая между собой матрицы X и P , следует отметить очевидное упрощение, которое достигается в результате выполнения процедуры факторного анализа. Матрица X имеет размер $m \times n$, а матрица P – размер $r \times h$, т.е. m переменных, измеренных в n опытах, сводятся к $r < m$ факторам.

Процедура факторного анализа может рассматриваться как процедура решения своеобразной задачи аппроксимации большого числа наблюдаемых переменных меньшим числом факторов или как процедура аппроксимации матрицы исходных данных $m \times n$ матрицей значений факторов $r \times n$. При размере $r \times n$ происходит сжатие объема исходного информационного массива с некоторой потерей в точности объекта анализа.

Для определения элементов главной диагонали редуцированной корреляционной матрицы рассмотрим из каких составляющих складывается выборочная дисперсия i -ой наблюдаемой переменной:

$$S_i^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{j=1}^n z_{ij}^2, \quad i = 1 \dots m. \quad (13)$$

Производя замену переменных, получим:

$$S_i^2 = a_{i1}^2 \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{j=1}^n p_{1j}^2 + a_{i2}^2 \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{j=1}^n p_{2j}^2 + \dots +$$

$$+ u_i^2 \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{j=1}^n p_{r+i,j}^2 + 2 \cdot \left(a_{i1} \cdot a_{i2} \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n p_{1j} p_{2j} + \dots \right)$$

Учитывая, что характерные факторы не связаны между собой и с общим факторами, а также полагая некоррелированность между собой общих факторов, установим, что все суммы в скобках последнего выражения равны нулю [3, 4].

Если факторы стандартизованы (имеют нулевые средние и единичные дисперсии), то все величины (14) равны единице.

$$\frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n p_{qj}^2, q = 1, 2, \dots, r, r+i. \quad (14)$$

Поэтому при стандартизованных наблюдаемых переменных и факторах, а также некоррелированных факторах

$$S_i^2 = 1 = \sum_{l=1}^r a_{il}^2 + u_i^2, i = 1 \dots m. \quad (15)$$

Сумма квадратов нагрузок общих факторов дает долю единичной дисперсии переменной Z_r , приходящуюся на все r общих факторов. Она называется общностью.

$$h_i^2 = \sum_{l=1}^r a_{il}^2. \quad (16)$$

Оставшаяся часть единичной дисперсии, которая не связана с общими факторами, называется характерностью.

$$u_i^2 = 1 - h_i^2. \quad (17)$$

Поскольку

$$UU^T = \begin{pmatrix} u_1^2 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & u_m^2 \end{pmatrix}, \quad (18)$$

то редуцированная корреляционная матрица с учетом выражения (11) представляется следующим образом [3, 4, 5]:

$$R_h = \begin{pmatrix} h_1^2 & r_{12} & \dots & r_{1m} \\ r_{21} & h_2^2 & \dots & r_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ r_{m1} & r_{m2} & \dots & h_m^2 \end{pmatrix}. \quad (19)$$

Из (19) видно, что на главной диагонали редуцированной корреляционной матрицы расположены общности, а остальные элементы совпадают с соответствующими коэффициентами корреляции между наблюдаемыми переменными.

В настоящее время разработано достаточно много методов оценки общностей, удовлетворительных с практической точки зрения. Наиболее простым является метод, использующий в качестве оценок общностей максимальные коэффициенты корреляции соответствующих переменных со всеми остальными [3, 4]:

$$h_i^2 = \max_s r_{is}, s = 1 \dots m, s \neq i. \quad (20)$$

Этот метод особенно эффективен для корреляционных матриц большой размерности. В этом случае редуцированная корреляционная матрица примет вид (значения общностей взяты в скобки для наглядности):

$$R_h = \begin{pmatrix} (0,866) & 0 & -0,8278 & -0,8457 & -0,866 & -0,8499 & -0,7559 \\ 0 & (0) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,8278 & 0 & (0,9995) & 0,9995 & 0,9974 & 0,9992 & 0,2585 \\ -0,8457 & 0 & 0,9995 & (1) & 0,9992 & 1 & 0,2899 \\ -0,866 & 0 & 0,9974 & 0,9992 & (0,9995) & 0,9995 & 0,3273 \\ -0,8499 & 0 & 0,9992 & 1 & 0,9995 & (1) & 0,2974 \\ -0,7559 & 0 & 0,2585 & 0,2899 & 0,3273 & 0,2974 & (0,7559) \end{pmatrix}$$

Второй метод оценивания общности связан с использованием триад [3, 4, 5]:

$$h_i^2 = \frac{r_{ik} \cdot r_{il}}{r_{kl}}, i = 1 \dots m, k \neq l \neq i, \quad (21)$$

где k и l – номера переменных, коэффициенты корреляции которых с переменной Z_i превышают остальные ее коэффициенты корреляции.

Формула (21) имеет тенденцию завышения максимальных общностей. Это может привести к тому, что за счет малых значений r_{kl} значение h_i^2 станет больше единицы, что противоречит смыслу общности $h_i^2 \leq 1$. В нашем примере для силовых трансформатора редуцированная корреляционная матрица примет вид:

$$R_h = \begin{pmatrix} (0,7364) & 0 & -0,8278 & -0,8457 & -0,866 & -0,8499 & -0,7559 \\ 0 & (0) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,8278 & 0 & (0,9987) & 0,9995 & 0,9974 & 0,9992 & 0,2585 \\ -0,8457 & 0 & 0,9995 & (1,0003) & 0,9992 & 1 & 0,2899 \\ -0,866 & 0 & 0,9974 & 0,9992 & (0,9987) & 0,9995 & 0,3273 \\ -0,8499 & 0 & 0,9992 & 1 & 0,9995 & (1,0003) & 0,2974 \\ -0,7559 & 0 & 0,2585 & 0,2899 & 0,3273 & 0,2974 & (0,2911) \end{pmatrix}$$

Иногда в качестве оценки общности берут среднее арифметическое значение коэффициентов корреляции соответствующей переменной с остальными переменными [3, 4, 5]:

$$h_i^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{k=1}^{m-1} r_{ik}, i \neq k. \quad (22)$$

Последняя оценка склонна к выравниванию значений общности для различных переменных, т.е. она, как правило, дает заниженные значения высоких общностей и завышенные значения низких общностей. Она также не исключает возможности получения значений общности, больших единицы. В данном случае редуцированная корреляционная матрица примет вид:

$$R_h = \begin{pmatrix} (0,6909) & 0 & -0,8278 & -0,8457 & -0,866 & -0,8499 & -0,7559 \\ 0 & (0) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,8278 & 0 & (0,4045) & 0,9995 & 0,9974 & 0,9992 & 0,2585 \\ -0,8457 & 0 & 0,9995 & (0,4071) & 0,9992 & 1 & 0,2899 \\ -0,866 & 0 & 0,9974 & 0,9992 & (0,4096) & 0,9995 & 0,3273 \\ -0,8499 & 0 & 0,9992 & 1 & 0,9995 & (0,4077) & 0,2974 \\ -0,7559 & 0 & 0,2585 & 0,2899 & 0,3273 & 0,2974 & (0,0695) \end{pmatrix}$$

При большой размерности корреляционной матрицы, т.е. при большом числе наблюдаемых переменных, точность приближения оценок общностей к истинным значениям слабо влияет на конечные результаты факторного анализа [3, 4, 5]. Это обусловлено тем, что с увеличением числа переменных удельный вес диагонального элемента среди всех элементов данного столбца редуцированной корреляционной матрицы уменьшается, благодаря чему он оказывает

все меньшее влияние на определение факторных нагрузок. Поэтому, с точки зрения практики, при большом числе переменных не так уж важно иметь очень точные оценки общностей. При двадцати и более переменных уже не приходится опасаться погрешностей в оценках общностей. В тех случаях, когда размерность корреляционной матрицы невелика, качество оценок общностей оказывает заметное влияние на точность определения факторных нагрузок [3, 4, 5].

Самый распространенный способ вычисления факторных нагрузок – метод главных факторов (метод главных компонент).

Метод главных факторов позволяет выделить упорядоченную последовательность ортогональных факторов, причем каждый последующий фактор P_i дает меньший общий вклад W_i в дисперсию всех наблюдаемых переменных, чем предыдущий.

$$W_i = \sum_{j=1}^m a_{ij}^2. \quad (23)$$

Дополнительные условия, обеспечивающие получение однозначного решения уравнения (12), в методе главных факторов приобретают следующую форму: сумма квадратов нагрузок первого фактора должна составлять максимум суммарной дисперсии наблюдаемых переменных, сумма квадратов нагрузок второго фактора должна составлять максимум от оставшейся дисперсии и т.д. При таких условиях первый фактор – тот, который дает максимальный вклад в общую дисперсию переменных, второй – фактор, дающий максимальный вклад во вновь найденную в результате исключения первого фактора общую дисперсию и т.д.

Метод главных факторов строится как метод решения упорядоченной цепочки связанных между собой оптимизационных задач. Первая задача этой цепочки формулируется следующим образом: найти максимум вклада W_1 фактора P_1 , как функции факторных нагрузок a_{i1} этого фактора на все наблюдаемые переменные при условии, что матрица факторных нагрузок удовлетворяет соотношению (11), рассматриваемому как ограничение оптимизационной задачи.

$$W_1 = \sum_{i=1}^m a_{i1}^2 \rightarrow \max. \quad (24)$$

После решения (24), т.е. нахождения вектора факторных нагрузок фактора $P_1 \vec{a}_1 = (a_{11}, a_{21}, \dots, a_{m1})$ соответствующего максимуму W_1 при заданных ограничениях, строится матрица

$$A_1 = a_1 \cdot a_1^T \quad (25)$$

С помощью матрицы A_1 вычисляется матрица остаточных коэффициентов корреляции:

$$R_h^1 = R_h - A_1. \quad (26)$$

Далее решается оптимизационная задача: найти максимум вклада W_2 фактора P_2 , при новых ограничениях:

$$W_2 = \sum_{i=1}^m a_{i2}^2 \rightarrow \max, \text{ при } AA^T = R_h^1. \quad (27)$$

Пусть процедура последовательного нахождения факторных нагрузок выполнена до l -го фактора включительно, т.е. оказались найденными все векторы $\vec{a}_1, \vec{a}_2, \dots, \vec{a}_l$. После этого строится матрица

$$R_h^l = R_h^{l-1} \cdot A_l, \quad (28)$$

где $A_l = \vec{a}_l \vec{a}_l^T$, $\vec{a}_l = (a_{1l}, a_{2l}, \dots, a_{ml})^T$ – вектор-столбец факторных нагрузок фактора P_l , формулируется и решается $(l+1)$ -я оптимизационная задача.

При применении метода главных факторов возникает вопрос о том, когда должен быть закончен процесс выделения факторов, или, иначе, каким числом факторов можно удовлетвориться. Обычно придерживаются стратегии, состоящей в том, что вначале выделяется на один фактор больше, а затем он отбрасывается, либо оставляется на основании результатов дальнейшего анализа и выбранного критерия прекращения выделения факторов. На практике выделение факторов производится до момента распределения по факторам 95 % общности. При определении числа r общих факторов можно руководствоваться также и другими критериями.

Рассматривая приведенную выше последовательность оптимизационных задач, можно показать, что метод главных факторов сводится к решению проблемы собственных значений действительной симметрической матрицы R_h [3, 4, 5]. Эта проблема представляется как проблема поиска собственных векторов $\vec{\alpha}_i$ и соответствующих им собственных значений λ_i матрицы R_h путем решения следующего уравнения:

$$R_h \cdot \vec{\alpha}_i = \lambda_i \cdot \vec{\alpha}_i \text{ или } (R_h - \lambda_i \cdot I) \cdot \vec{\alpha}_i = 0. \quad (29)$$

Искомые значения a_{ij} элементов матрицы факторных нагрузок A получаются по компонентам b_{ij} собственных векторов матрицы R_h нормированием:

$$a_{ij} = \frac{\alpha_{ij} \cdot \sqrt{\lambda_i}}{\sqrt{\alpha_{1i}^2 + \alpha_{2i}^2 + \dots + \alpha_{mi}^2}}. \quad (30)$$

После того как будут определены факторные нагрузки, можно рассчитать значения факторов. Задача получения текущих значений факторов для каждого опыта формулируется как задача нахождения наилучших в том, или ином смысле оценок значений факторов при известных факторных нагрузках и матрице стандартизированных наблюдаемых переменных. Оценки значений факторов можно получить с помощью метода наименьших квадратов, используя технику регрессивного анализа. Применение стандартизированных переменных, среднее значение которых равно нулю, а дисперсии – единице, позволяют упростить соответствующие расчетные формулы, так как при этом исчезает свободный член в уравнении регрессии. Для решения поставленной задачи можно использовать равенство [3]:

$$P = A^{-1} \cdot Z. \quad (31)$$

Так как Z известна, то для получения P нужно определить лишь A^{-1} . Для обращения матрицы необходимо, чтобы она была квадратная. Матрица A квадратная только тогда, когда выделяются все m главных компонент (31). По известной матрице Z и A определим значения P . Отметим, что эта процедура приводит к точным и однозначным результатам.

В нашем примере в качестве оценки общностей возьмем средние арифметические значения коэффициентов корреляции соответствующей переменной с остальными. Имеется много способов вычисления собственных значений и собственных векторов, прежде всего это метод Якоби [3, 4] и способ диагонализации корреляционной матрицы Хаусхолдера [3, 4]. Целесообразнее всего использовать имеющиеся в распоряжении математического обеспечения

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

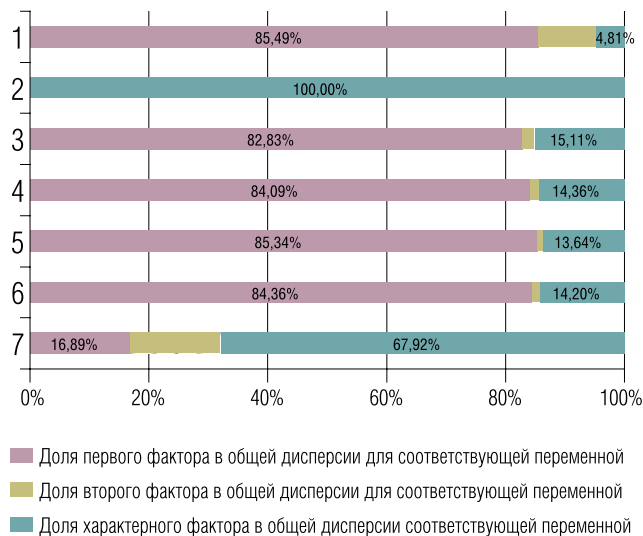


Рис. 1. Влияние факторов на содержание соответствующих газов в масле

ЭВМ пакеты прикладных программ, включающие в себя программу вычисления собственных значений и собственных векторов, такие как MathLab, MathCad и др. Воспользовавшись одним из математических пакетов, получим собственные значения редуцированной корреляционной матрицы и соответствующие им собственные вектора редуцированной корреляционной матрицы:

$$\lambda = \begin{pmatrix} 4,39 \\ 0,3096 \\ -0,5284 \\ -0,5973 \\ -0,5928 \\ -0,5919 \\ 0 \end{pmatrix};$$

$$\alpha = \begin{pmatrix} 0,4413 & -0,5598 & 0,69 & -0,1156 & 0,0265 & 0,0413 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ -0,4344 & -0,2579 & -0,0565 & -0,8353 & -0,1324 & -0,1623 & 0 \\ -0,4377 & -0,2237 & 0,0808 & 0,1329 & 0,848 & 0,1227 & 0 \\ -0,4409 & -0,1817 & 0,2583 & 0,4398 & -0,2733 & -0,6616 & 0 \\ -0,4384 & -0,2153 & 0,1153 & 0,2155 & -0,4317 & 0,7179 & 0 \\ -0,1961 & 0,7005 & 0,6589 & -0,177 & 0,0396 & 0,0615 & 0 \end{pmatrix}$$

Факторные нагрузки определим по формуле (30), получим факторное отображение:

$$A = \begin{pmatrix} 0,9246 & -0,3115 & 0,5016i & -0,0893i & 0,0204i & 0,0318i & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,9101 & -0,1435 & -0,0411i & -0,6456i & -0,1019i & -0,1249i & 0 \\ -0,917 & -0,1244 & 0,0587i & 0,1027i & 0,6529i & 0,0944i & 0 \\ -0,9238 & -0,1011 & 0,1878i & 0,3399i & -0,2104i & -0,509i & 0 \\ -0,9185 & -0,1198 & 0,0838i & 0,1666i & -0,3324i & 0,5523i & 0 \\ -0,411 & 0,3897 & 0,4789i & -0,1368i & -0,0305i & 0,0473i & 0 \end{pmatrix}$$

По формуле (31) вычислим значения факторов. В результате получим:

Таблица 1. Дисперсии первого и второго факторов, общность и характерность

Факторные нагрузки первого фактора	Факторные нагрузки второго фактора	Дисперсия первого фактора	Дисперсия второго фактора	Общность	Характерность
0,9246	-0,3115	0,854885	0,097032	0,951917	0,048083
0	0	0	0	0	1
-0,9101	-0,1435	0,828282	0,020592	0,848874	0,151126
-0,917	-0,1244	0,840889	0,015475	0,856364	0,143636
-0,9238	-0,1011	0,853406	0,010221	0,863628	0,136372
-0,9185	-0,1198	0,843642	0,014352	0,857994	0,142006
-0,411	0,3897	0,168921	0,151866	0,320787	0,679213

Таблица 2. Суммарные значения дисперсий, общности и характерности

Показатель	Значение	%
Полная дисперсия	7	100
Дисперсия первого фактора	4,390026	62,71466
Дисперсия второго фактора	0,309539	4,421989
Суммарная общность	4,699565	67,13664
Суммарная характерная дисперсия	2,300435	32,86336

$$P = \begin{pmatrix} 1,2102 & -0,4411 & -0,7692 \\ 0,3395 & -1,9239 & 1,5844 \\ 0,0255i & 0,3653i & -0,3908i \\ -0,0045i & -0,0772i & 0,0817i \\ 0,00095i & 0,0176i & -0,0186i \\ 0,0015i & 0,0275i & -0,0289i \\ 3,25 \cdot 10^{-7} & 3,25 \cdot 10^{-7} & 3,25 \cdot 10^{-7} \end{pmatrix}$$

Факторные нагрузки принимают значения от -1 до +1 (при ортогональных факторах), каждый фактор характеризуется столбцом, каждая переменная – строкой матрицы A. С практической точки зрения не обязательно рассматривать столько общих факторов, сколько их дает редуцированная корреляционная матрица, т.е. сколько отличных от нуля собственных значений имеет эта матрица. Набор полученных в процессе нахождения факторных нагрузок вес собственных значений матрицы R_n позволяет построить много различных правил определения существенных общих факторов. Таким образом, нас интересуют первые два фактора, а факторное отображение примет вид:

$$A = \begin{pmatrix} 0,9246 & -0,3115 \\ 0 & 0 \\ -0,9101 & -0,1435 \\ -0,917 & -0,1244 \\ -0,9238 & -0,1011 \\ -0,9185 & -0,1198 \\ -0,411 & 0,3897 \end{pmatrix}$$

И соответствующие значения факторов:

$$P = \begin{pmatrix} 1,2102 & -0,4411 & -0,7692 \\ 0,3395 & -1,9239 & 1,5844 \end{pmatrix}$$

По известным факторным нагрузкам определим, при помощи соответствующих выражений, значения дисперсии первого и второго факторов каждой переменной, а также общность и характерность. Результаты представлены в таблице 1. Графически данные таблицы 1 представлены на рисунке 1 в процентах от полной дисперсии. В таблице 2 представлены суммарные значения показателей.

Таблица 3. Дисперсии первого и второго факторов, общность и характерность

Факторные нагрузки первого фактора	Факторные нагрузки второго фактора	Дисперсия первого фактора	Дисперсия второго фактора	Общность	Характерность
0,9394	0,278	0,882472	0,077284	0,959756	0,040244
0,9581	0,2337	0,917956	0,054616	0,972571	0,027429
0,9943	-0,1108	0,988632	0,012277	1,00	-0,00091
0,8433	-0,4386	0,711155	0,19237	0,903525	0,096475
0,9761	0,175	0,952771	0,030625	0,983396	0,016604
0,836	-0,444	0,698896	0,197136	0,896032	0,103968
0,9688	0,2016	0,938573	0,040643	0,979216	0,020784

Таблица 4. Суммарные значения дисперсий, общности и характерности

Показатель	Значение	%
Полная дисперсия	7	100
Дисперсия первого фактора	6,09	87,01
Дисперсия второго фактора	0,605	8,64
Суммарная общность	6,695	95,65
Суммарная характерная дисперсия	0,305	4,35

Из анализа полученных данных, очевидно, что на переменные основное влияние оказывает первый фактор (дисперсия первого фактора 62,7 % полной дисперсии), и лишь незначительное влияние оказывает второй фактор. Первый фактор оказывает основное влияние на первую, третью, четвертую, пятую, и шестую переменную, т.е. на изменение содержания следующих газов: CO_2 ; CH_4 ; C_2H_4 ; C_2H_2 ; C_2H_6 . При этом содержание CO определяется полностью характерным фактором, а содержание H_2 определяется на 67,92 % характерным фактором, не зависящими от общих факторов (главных) и влияющие только на данные переменные. Наличие второго главного фактора, хотя его влияние и незначительное, говорит о возможности наличия начальной стадии развития второго дефекта трансформатора, помимо основного явно выраженного дефекта, или наличия какого-то дополнительного фактора вызвавшего изменение содержания газов в масле, что указывает на необходимость детального анализа условий и режимов работы трансформатора. Согласно [1] такими факторами могут быть: остаточные концентрации газов от устраненного дефекта во время ремонта трансформатора (если не была проведена дегазация масла); увеличение нагрузки трансформатора; перемешивание свежего масла с остатками старого, насыщенного газами, находящегося в системе охлаждения, баках РПН, расширителе; доливка маслом, бывшим в эксплуатации и содержащим растворенные газы; проведение сварочных работ на баке; повреждения масляных насосов с неэкранированным статором; перегревы из-за дефектов системы охлаждения (засорение наружной поверхности охладителей, отключение части масляных насосов и др.); перегрев масла теплоэлектронагревателями при его обработке в дегазационных и других установках; переток газов из бака расширителя контактора РПН в бак расширителя трансформатора, имеющего РПН типа РС-3 или РС-4; сезонные изменения интенсивности процесса старения; воздействие токов короткого замыкания. Также это могут

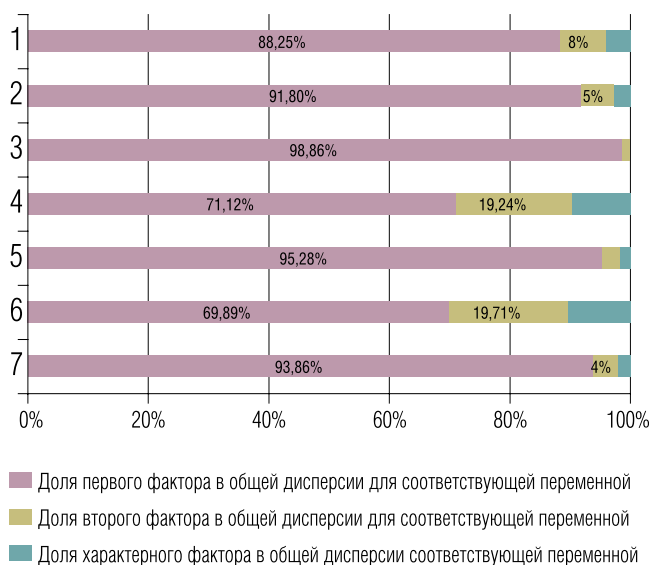


Рис. 2. Влияние факторов на содержание соответствующих газов в масле

быть факторы, снижающие содержание газов, такие как: продувка азотом в трансформаторах с азотной защитой масла; уменьшение нагрузки трансформатора; замена силикагеля; длительное отключение; дегазация масла; доливка дегазированным маслом; частичная или полная замена масла в баке трансформатора; заливка маслом под вакуумом, в том числе частичным вакуумом; замена масла в маслопроводах, навесных баках, расширителе, избирателе устройств РПН и т.д.

Таким образом, факторный анализ позволяет сжать первичную информацию до двух факторов и выявить факторы, влияющие на состояние трансформатора, но непосредственно не измеряемые. Исходная матрица 7×3 преобразована в матрицу 2×3 . Теперь два комплексных показателя описывают состояние семи измеренных переменных (содержание семи газов в масле).

Рассмотрим второй пример. Для силового трансформатора получены следующие данные хроматографического анализа:

1-й анализ: $\text{CO}_2=0,15$; $\text{CO}=0,01$; $\text{CH}_4=0,004$; $\text{C}_2\text{H}_4=0,009$; $\text{C}_2\text{H}_2=0$; $\text{C}_2\text{H}_6=0,002$; $\text{H}_2=0,006$.

2-й анализ: $\text{CO}_2=0,13$; $\text{CO}=0,01$; $\text{CH}_4=0,01$; $\text{C}_2\text{H}_4=0,04$; $\text{C}_2\text{H}_2=0,003$; $\text{C}_2\text{H}_6=0,005$; $\text{H}_2=0,01$.

3-й анализ: $\text{CO}_2=0,45$; $\text{CO}=0,04$; $\text{CH}_4=0,021$; $\text{C}_2\text{H}_4=0,051$; $\text{C}_2\text{H}_2=0,04$; $\text{C}_2\text{H}_6=0,006$; $\text{H}_2=0,1$.

Сформируем матрицу X – исходных данных:

$$X = \begin{pmatrix} 0,15 & 0,13 & 0,45 \\ 0,01 & 0,01 & 0,04 \\ 0,004 & 0,01 & 0,021 \\ 0,009 & 0,04 & 0,051 \\ 0 & 0,003 & 0,04 \\ 0,002 & 0,05 & 0,006 \\ 0,006 & 0,01 & 0,1 \end{pmatrix}$$

Подвергнем матрицу X процедуре факторного анализа, в результате которого получим факторное отображение:

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

$$A = \begin{pmatrix} 0,9394 & 0,278 \\ 0,9581 & 0,2337 \\ 0,9943 & -0,1108 \\ 0,8433 & -0,4386 \\ 0,9761 & 0,175 \\ 0,836 & -0,444 \\ 0,9688 & 0,2016 \end{pmatrix}$$

По известным факторным нагрузкам определим, при помощи соответствующих выражений, значения дисперсии первого и второго факторов каждой переменной, а также общность и характерность. Результаты представлены в таблице 3. Графически данные таблицы 3 представлены на рисунке 2 в процентах от полной дисперсии. В таблице 4 представлены суммарные значения показателей.

Из рисунка 2 видно, что факторные нагрузки первого фактора нагружают в основном переменные 3, 5 и 7 – это метан, ацетилен и водород. Второй фактор, в первую очередь, нагружает переменные 4 и 6, это этилен и этан, но имеет нагрузки и в других переменных: водороде, ацетилене и метане. Из полученных данных следует, что в рассматриваемом трансформаторе имеется ярко выраженный дефект, соответствующий первому фактору, и можно сделать предположение о том, что есть второй дефект, соответствующий второму фактору. По влиянию факторов на переменные (концентрации газов) можно предположить о наличии двух

дефектов различной природы: первый отнести к группе 2 – электрические разряды в масле, второй отнести к группе 1 – перегрев токоведущих соединений и элементов конструкции остова [1].

Если при факторном анализе выделяется два, а один главный фактор, то это говорит о наличии в трансформаторе одного доминирующего повреждения. В этом случае методика ХАРГ [1], даст более подробную и точную информацию о развивающемся дефекте.

Рассмотрим третий пример. Для трансформатора получены следующие данные хроматографического анализа:

1-ый анализ: $CO_2=0,17$; $CO=0,05$; $CH_4=0,0016$; $C_2H_4=0,0011$; $C_2H_2=0,003$; $C_2H_6=0,0005$; $H_2=0,006$.

2-й анализ: $CO_2=0,15$; $CO=0,05$; $CH_4=0,002$; $C_2H_4=0,0014$; $C_2H_2=0,0034$; $C_2H_6=0,00056$; $H_2=0,01$.

3-й анализ: $CO_2=0,15$; $CO=0,05$; $CH_4=0,0024$; $C_2H_4=0,0015$; $C_2H_2=0,004$; $C_2H_6=0,0006$; $H_2=0,016$.

Сформируем матрицу исходных данных X:

$$X = \begin{pmatrix} 0,17 & 0,15 & 0,15 \\ 0,05 & 0,05 & 0,05 \\ 0,0016 & 0,002 & 0,0024 \\ 0,0011 & 0,0014 & 0,0015 \\ 0,003 & 0,0034 & 0,004 \\ 0,0005 & 0,00056 & 0,0006 \\ 0,006 & 0,01 & 0,016 \end{pmatrix}$$

Подвергнем матрицу X процедуре факторного анализа, в результате которого получим факторное отображение:

ПРАВИТЕЛЬСТВО УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
АДМИНИСТРАЦИЯ ГОРОДА ИЖЕВСКА
АНО «АГЕНТСТВО ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ»
УДМУРТСКАЯ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР «УДМУРТИЯ»



Генеральный информационный партнер:



Информационные партнеры:



Генеральный партнер деловой программы:



Место проведения: г. Ижевск, ул. Кооперативная, 9 (ФОЦ «Здоровье»)

тел./факс: (3412) 733-585, 733-587, 733-591, 733-664, доб. 1146, 1178
e-mail: energy@vcudmurtia.ru; www.energy.vcudm.ru



Интернет-спонсоры:



Таблица 5. Дисперсии первого и второго факторов, общность и характерность

Факторные нагрузки первого фактора	Факторные нагрузки второго фактора	Дисперсия первого фактора	Дисперсия второго фактора	Общность	Характерность
0,8398	0,3591	0,705264	0,128953	0,834217	0,165783
0,9076	0,3381	0,823738	0,114312	0,938049	0,061951
0,9775	-0,1344	0,955506	0,018063	0,97357	0,02643
0,9552	-0,066	0,912407	0,004356	0,916763	0,083237
0,9628	-0,2228	0,926984	0,04964	0,976624	0,023376
0,9865	0,0805	0,973182	0,00648	0,979663	0,020337
0,905	-0,3081	0,819025	0,094926	0,913951	0,086049

Таблица 6. Суммарные значения дисперсий, общности и характерности

Показатель	Значение	%
Полная дисперсия	7	100
Дисперсия первого фактора	6,116106	87,37295
Дисперсия второго фактора	0,416729	5,953278
Суммарная общность	6,532836	93,32622
Суммарная характерная дисперсия	0,467164	6,673776

$$A = \begin{pmatrix} -0,9085 \\ 0 \\ 0,9484 \\ 0,9338 \\ 0,9302 \\ 0,9525 \\ 0,9302 \end{pmatrix}$$

Очевидно, что в данном трансформаторе присутствует один развивающийся дефект.

Рассмотрим четвертый пример. Для трансформатора получены следующие данные хроматографического анализа:

1-ый анализ: $CO_2=0,15$; $CO=0,047$; $CH_4=0,0016$; $C_2H_4=0,0011$; $C_2H_2=0,003$; $C_2H_6=0,0019$; $H_2=0,006$.

2-й анализ: $CO_2=0,16$; $CO=0,049$; $CH_4=0,002$; $C_2H_4=0,0014$; $C_2H_2=0,0034$; $C_2H_6=0,002$; $H_2=0,016$.

3-й анализ: $CO_2=0,15$; $CO=0,048$; $CH_4=0,0024$; $C_2H_4=0,0015$; $C_2H_2=0,004$; $C_2H_6=0,002$; $H_2=0,2$.

4-ый анализ: $CO_2=0,17$; $CO=0,05$; $CH_4=0,0036$; $C_2H_4=0,0017$; $C_2H_2=0,0049$; $C_2H_6=0,0021$; $H_2=0,4$.

Матрица исходных данных X примет вид:

$$X = \begin{pmatrix} 0,15 & 0,16 & 0,15 & 0,17 \\ 0,047 & 0,049 & 0,048 & 0,05 \\ 0,0016 & 0,002 & 0,0024 & 0,0036 \\ 0,0011 & 0,0014 & 0,0015 & 0,0017 \\ 0,003 & 0,0034 & 0,004 & 0,0049 \\ 0,0019 & 0,002 & 0,002 & 0,0021 \\ 0,006 & 0,016 & 0,2 & 0,4 \end{pmatrix}$$

Подвергнем матрицу исходных данных X процедуре факторного анализа, в результате которого получим факторное отображение:

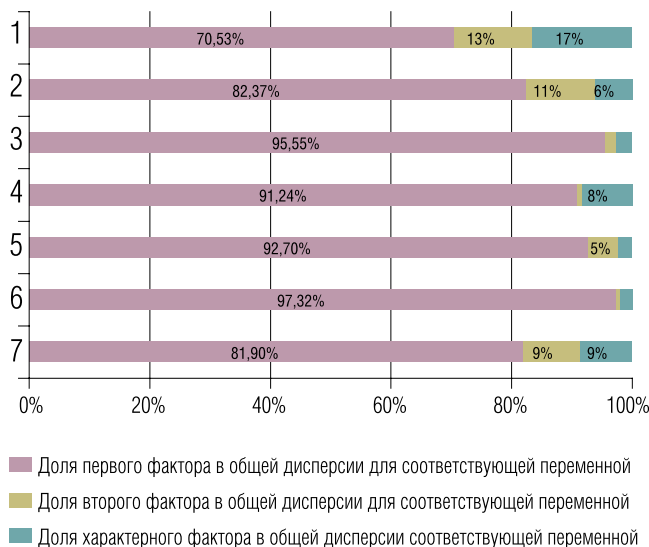


Рис. 3. Влияние факторов на содержание соответствующих газов в масле

$$A = \begin{pmatrix} 0,8398 & 0,3591 \\ 0,9076 & 0,3381 \\ 0,9775 & -0,1344 \\ 0,9552 & -0,066 \\ 0,9628 & -0,2228 \\ 0,9865 & 0,0805 \\ 0,905 & -0,3081 \end{pmatrix}$$

По известным факторным нагрузкам определим, при помощи соответствующих выражений, значения дисперсии первого и второго факторов каждой переменной, а также общность и характерность. Результаты представлены в таблице 5. Графически данные таблицы 5 представлены на рисунке 3 в процентах от полной дисперсии. В таблице 6 представлены суммарные значения показателей.

Проанализировав полученные данные, можно предположить наличие двух развивающихся дефектов в данном трансформаторе. Из рисунка 3 видно, что на концентрацию водорода и ацетилена оказывает значительное влияние второй фактор, и незначительное влияние на метан. Согласно [1] второй фактор можно отнести к второй группе обнаруживаемых дефектов трансформаторного оборудования с помощью ХАРГ. Первый фактор нагружает все имеющиеся переменные в разной степени. Проведя ХАРГ согласно [1] получим, что для данного трансформатора основной ярко выраженный дефект также относится ко второй группе обнаруживаемых дефектов.

Таким образом, путем применения факторного анализа произошло сжатие первичной информации. Сжатие информации происходит с некоторой потерей самой информации, но мы получаем меньшее количество комплексных показателей, описывающих состояние

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru



семи измеренных переменных (концентрации содержания семи газов в масле). Факторный анализ позволяет выявить факторы, влияющие на состояние объекта, но непосредственно не измеряемые.

Выводы

1. Применение факторного анализа позволяет усовершенствовать методику ХАРГ путем выявления количества причин (числа факторов) появления или изменения концентраций растворенных в масле газов, включая эксплуатационные факторы (причины), а, следовательно, помогает оценить техническое состояние электрооборудования.

2. Выявление двух и более факторов может указать на наличие комбинированных дефектов в трансформаторе без проведения дополнительных испытаний на основе уже имеющихся данных ХАРГ. Выявление комбинированных развивающихся дефектов позволяет снизить ремонтные затраты путем устранения обоих дефектов при ремонте трансформатора.

3. Действующая методике ХАРГ определяет наличие одного дефекта. При этом не исключается возможность существования другого дефекта, наличие которого выявится только при дальнейшей эксплуатации или в процес-

се ремонта. Применение факторного анализа для оценки результатов ХАРГ дает возможность установить факт наличия (отсутствия) второго (комбинированного) дефекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле, – М., 2001. – 25 с.

2. Алексеев Б.А. Обследование состояния силовых трансформаторов. СИГРЭ-2002 // Электрические станции. 2003. № 6. С. 74–80.

3. Иберла К. Факторный анализ / Пер. с нем. В. М. Ивановой; Предисл. А. М. Дуброва, – М.: Статистика, 1980. – 398 с, ил – (Математико-статистические методы за рубежом).

4. Лоули Д., Максвелл А. Факторный анализ как статистический метод / Пер. с англ. Ю.Н. Благовещенский – М.: Мир, 1967. – 145 с: ил.

5. Харман Г. Современный факторный анализ / Пер. с англ. В.Я. Лумельского; Под ред. Э.М. Бравермана – М.: Статистика, 1972. – 487 с: ил.

Подписка на 2011 год

ПОДПИСКА ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ

Для оформления подписки на журналы «Энергоэксперт» и «Релейщик» свяжитесь с менеджером по тел. (495) 228-60-05 или e-mail: mda@energyexpert.ru



Подписка на полугодие 2011 г. (3 номера) – **1650** рублей
Подписка на 2011 г. (6 номеров) – **3300** рублей
Стоимость одного номера – **550** рублей
Стоимость включает НДС и цену доставки



Подписка на полугодие 2011 г. (2 номера) – **1700** рублей
Подписка на 2011 г. (4 номера) – **3400** рублей
Стоимость одного номера – **850** рублей
Стоимость включает НДС и цену доставки

ПОДПИСКА НА ЖУРНАЛЫ В ПОЧТОВОМ ОТДЕЛЕНИИ

Вы можете оформить подписку на журналы «Энергоэксперт» и «Релейщик» в любом почтовом отделении через подписной каталог



Индекс по каталогу Агентства «Роспечать»

72240

35789

Индекс по каталогу «Межрегиональное агентство подписки»

11447

16755

КОМУ ДОСТАНЕТСЯ САМЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ КУСОК SMART GRID? НЕТ, НЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ СЧЕТЧИКАМ

Наша работа в SmartGridNews.com заключается в поиске новых технологий для интеллектуальных сетей, новых компаний, выявлении тенденций. В этот раз я бы хотел обратить ваше внимание на три компании, которые открывают широкие возможности для производителей оборудования уже сегодня и должны стать объектом пристального внимания для энергокомпаний в самом ближайшем будущем.

Отчет ZPrime Research, опубликованный в декабре 2009 года, предсказывает, что к 2014 году рынок интеллектуальных сетей достигнет в денежном выражении 171 миллиарда долларов. Прогнозы по объему рынка приборов учета составляют лишь 11 % от этого объема. Системы связи идут следом с долей в 16 %.

Самая большая категория из всех, составляющая целых 50 % рынка, это интеллектуальные датчики и сенсоры, рынок которых превысит 85,5 миллиардов долларов (IT-оборудование и программное обеспечение относится к четвертой категории с объемом рынка 39,4 миллиарда долларов). Таким образом, получается, что интеллектуальные датчики по объему рынка в денежном выражении обгоняют приборы учета и системы связи вместе взятые!

Интеллектуальная сеть, похоже, будет самой оснащенной различными приборами из всех сетей. В отличие от других цифровых сетей – телекоммуникаций, кабельного и спутникового телевидения – интеллектуальная сеть должна иметь дело с физикой процесса передачи и распределения электроэнергии, с необходимостью балансирования производства и потребления электроэнергии в режиме реального времени. Не говоря уже о том, что обычно интеллектуальная сеть – это

силовая сеть с несколькими сетями передачи данных.

Другими словами, для создания этой сети потребуется огромное количество датчиков и устройств мониторинга. И кто-то заработает миллиарды, продавая их. Впервые я упоминал об этом осенью 2010 года, когда рассказывал о чипе от NXP со встроенным модулем для измерения напряжения, тока и других параметров электрической сети.

Ниже я кратко расскажу о трех компаниях, которые, вероятно, вам еще не известны. Они выбрали три разных подхода для извлечения прибыли в преддверии «золотой лихорадки» измерительных датчиков.

PEOPLE POWER COMPANY

Этот «стартап», расположенный в Калифорнии, предлагает свои программные и аппаратные разработки для производителей электронных устройств. В некоторой степени эти разработки конкурируют с NXP, хотя и предполагают значительно отличающийся подход.

People Power продают чипы производителям бытовой электроники. После того как производитель встраивает чип People Power в свои устройства, его продукция приобретает функции мониторинга и управления энергопотреблением в режиме реального времени. People Power также предлагает платформу энергетических сервисов, построенную на базе

облачных технологий, которая преобразует собираемые данные в полезную информацию, активно взаимодействуя с приемниками электроэнергии.

Конкуренты в области производства систем управления бытовым энергопотреблением пробуют множество путей, чтобы вырваться вперед. Секрет People Power заключается в том, чтобы просто стать единственным чипом в миллионах электроприемников. Хотя компания использует в своих рекламных материалах такие фразы как «opensource» (*открытый исходный код разработки программного обеспечения*. – Прим. ред.), на практике производители будут привязаны к нативным сетевым технологиям и программному обеспечению People Power.

Тысячи компаний-производителей электроники стремятся сделать обеспечить в своих устройствах возможность управления их энергопотреблением. При этом большинство производителей не хотят разрабатывать свои собственные чипы, сетевые устройства и программное обеспечение. Вместо этого они могут использовать продукцию People Power. Если это произойдет, People Power сможет вступить в схватку с производителями систем управления бытовым энергопотреблением, имея за спиной миллионы устройств, уже разговаривающих на их языке и подключенных к облачному ПО этой компании.

LUMASENE

Состояние электротехнического оборудования, например, такого как силовые

People Power – Системы сбора и обработки информации об энергопотреблении для бытовых электроприборов (<http://www.peoplepowerco.com/>)

Lumasene – системы мониторинга важного электросетевого оборудования (<http://lumasenseinc.com/EN/>)

Dhyan Infotech – программное обеспечение для управления устройствами (<http://www.dhyanit.com/>)

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

**СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**

трансформаторы, крайне важно в оценке состояния самой сети. Lumasense – мировой лидер в области измерения температуры и анализа газов для различных областей – сейчас все больше и больше внимания уделяет интеллектуальным сетям. Компания производит датчики, которые другие производители могут устанавливать в своем оборудовании, а также оборудование, которое могут приобретать конечные заказчики.

Компании всего пять лет, но с самого начала предполагалось, что Lumasense будет расти, покупая небольшие компании и образуя из них глобальную группу. «Существует много компаний от 5 до 15 миллионов долларов, которые обладают удивительными технологиями, замечательными продуктами, но они не растут глобально в силу ряда причин», – считает генеральный директор Вивек Джоши.

Сейчас Lumasense укрепляет свои позиции на рынке мониторинга состояния трансформаторов. Следующим шагом станет расширение линейки оборудования, за состоянием которого она может следить. В конечном счете, компания хочет иметь возможность осуществлять мониторинг всего оборудования на подстанции. Кроме того, она расширяет возможности своего программного обеспечения для того, чтобы позволить своим потребителям преобразовать данные, получаемые от сенсоров, в полезную информацию для ее дальнейшего применения в системах управления активами.

DHYAN INFOTECH

Dhyan Infotech не собирается производить оборудование или чипы, которые могут применяться в чем-то оборудовании, но хочет иметь возможность осуществлять мониторинг и управление всеми этими устройствами. И когда я говорю «всеми», это буквально означает, что компания имеет амбиции по созданию платформы управления устройствами, которая будет охватывать все оборудование по цепочке от генерации через передачу, распределение и учет переданной потребителю энергии до устройств конечного потребителя.

Штаб-квартира компании находится в Калифорнии, а центр разработки – в Индии. Система Dhyan Smart Grid Management System, разработанная компанией, представляет собой масштабное ПО для управления различными типами оборудования: маршрутизаторами, при-

борами учета, ИЭУ на подстанциях, и даже бытовыми приборами. Слово «управление» в данном случае включает управление на всем жизненном цикле: от внедрения (облегчая процесс развертывания), до обслуживания и выявления отказов, обеспечивая даже возможность обновления.

Обычно компания поставляет свое программное обеспечение с «белой этикеткой» производителям приборов учета и другого оборудования, чтобы они, в свою очередь, могли предложить своим заказчикам комплексное решение. Например, программное обеспечение этой компании было использовано компанией Echelon в качестве части пилотного проекта системы интеллектуального учета для компании Duke Energy. Если пилотный проект перерастет в фазу полномасштабного внедрения, система от Dhyan будет управлять более чем 5 миллионами приборов учета.

Вскоре к сети будут подключены десятки миллионов интеллектуальных, управляемых устройств. Они ставят перед энергетическими компаниями новые вызовы, поскольку этими устройствами придется управлять, и обрабатывать все данные, которые они генерируют. Однако это открывает огромные возможности перед производителями таких устройств и систем.

Рубрика SMART GRID

Ведущий рубрики



Джесси Берст

Основатель и главный редактор портала SmartGridNews.com (SGN), старейшего, крупнейшего и наиболее посещаемого интернет-портала по тематике интеллектуальных сетей.

В СВОИХ НЕ ВЕРИМ...

НЕОБХОДИМО ЛИ УЧАСТИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ
ПО РАЗВИТИЮ SMART GRID В РОССИИ?*



- Да, в части поставки оборудования (42 %)
- Да, в части поставки программных и IT-решений (44 %)
- Да, в части стратегического консалтинга (40 %)
- Нет (31 %)

* пользователи могли выбрать не более 3 вариантов ответа.

По результатам опроса посетителей на интернет портале SMARTGRID Russia – www.smartgrid.ru

ДЕМОНСТРАЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ СЕТЯМ: ФОКУС НА ИНТЕГРАЦИИ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

ДЖОН ДУГЛАС (JOHN DOUGLAS)

Демонстрационные проекты по интеллектуальным сетям – это семилетняя программа, выполняемая Научно-исследовательским энергетическим институтом (EPRI) совместно с компаниями из различных стран и направленная на поиск решений основных проблем, возникающих при интеграции распределенных источников энергии в сети распределения электроэнергии. Сейчас идет третий год реализации программы, состоящей из 11 проектов, каждый из которых фокусируется на интеграции в электрическую сеть таких источников энергии и систем, как устанавливаемые на крыше фотоэлектрические панели, интеллектуальные системы зарядки электромобилей и системы управления спросом.

Интеллектуальные сети постепенно становятся неотъемлемой частью реальности, так как современные приборы учета, новые датчики и усовершенствованная коммуникационная инфраструктура используются энергетическими компаниями при внедрении инновационных решений по повышению коэффициента мощности, улучшению управления напряжением и подключению распределенных источников энергии к единой электросети. Новые технологии позволяют интегрировать в сеть такие источники энергии, отличающиеся непостоянной выходной мощностью, как фотоэлектрические панели и ветрогенераторы. В будущем основной проблемой станет интеграция все возрастающего количества таких источников энергии, а также внедрение систем управления спросом и систем аккумулирования энергии в сети распределения электроэнергии и соответствующее изменение режимов работы этих сетей.

Зарядка электромобилей от сети, например, может изменить профили нагружения радиальных линий рас-

пределения электроэнергии, поэтому энергетические компании пытаются оценить имеющиеся возможности зарядки электромобилей и влияние этого процесса на сеть в зависимости от времени и местоположения. Использование различных источников энергии, например, фотоэлектрических панелей и ветрогенераторов, для зарядки электромобилей может помочь сбалансировать уровни генерации и потребления электроэнергии. За прошедшее десятилетие количество подключенных к электросети фотоэлектрических панелей значительно увеличилось, что повышает сложность задач, связанных с функционированием сети – от обеспечения безопасности работ на радиальной линии до поддержания в ней напряжения в рамках заданного диапазона. Используя интеллектуальные инверторы, энергетические компании смогут управлять качеством энергии в сети распределения электроэнергии с помощью аккумуляторов электромобилей, рассматривая их в качестве распределенных источников энергии.

Интегрировать распределенные источники энергии в сеть без применения информационных и коммуникационных технологий невозможно. Установка автоматизированных приборов учета и внедрение систем автоматизации сети распределения электроэнергии только усиливает потребность в такой инфраструктуре, экономическая выгода от которой для энергетических компаний может оказаться выше, чем от строительства новых центральных электростанций и соответствующих линий электропередачи, но остаются вопросы о наилучшем способе создания этой инфраструктуры. Для ответа на эти вопросы EPRI в 2008 году запустил семилетнюю программу демонстрационных проектов по интеллектуальным сетям, в которой на данный момент участвуют 19 энергетических компаний из разных стран, выполняющих реализацию 11 крупных демонстрационных проектов по интеллектуальным сетям.

Одна из целей программы – обмен информацией и опытом интеграции распределенных источников энергии и специальных технических средств в

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией

Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

**ОАО СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**

различные сети распределения электроэнергии. К таким техническим средствам относятся системы, предназначенные для повышения эффективности управления напряжением и реактивной мощностью при росте количества подключенных к сети возобновляемых источников энергии.

Возросший интерес отраслевых компаний и появление во всем мире множества новых проектов по интеллектуальным сетям привели EPRI к решению о продолжении программы и после 2014 года, а также о принятии новых членов в международный исследовательский проект. «Программа демонстрационных проектов по интеллектуальным сетям предоставляет уникальную возможность разработать способы координации большого количества распределенных источников энергии и двусторонних сетей связи, одновременно предоставив участникам практический опыт по их интеграции, – заявил Мэт Вэйкфилд (Matt Wakefield), руководитель программ EPRI. – В то же время, стандарты совместимости обеспечат более глубокую интеграцию распределенных источников энергии, так что они смогут раскрыть весь свой потенциал».

УЛУЧШЕНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СЕТИ

Еще до того, как энергетические компании приступили к строительным работам, EPRI совместно с участниками программы начала разрабатывать основы средств и стандартов, облегчающих реализацию интеллектуальной сети. При выполнении проектов применяется методология IntelliGridSM, разработанная в EPRI и предназначенная для выбора приложений, инфраструктуры системы управления, а также коммуникационной и информационной инфраструктур, необходимых для интеграции распределенных источников энергии. В перечень приложений входят средства разработки и обеспечения функционирования сети распределения электроэнергии, средства интеграции в существующие системы автоматизации сети распределения электроэнергии, а также средства, позволяющие центру диспетчерского управления энергетической компании контролировать состояние распределенных источников энергии, управлять ими и интегрировать в рыночные операции.

Один из главных результатов этого – создание концепции интеграции распределенных источников энергии, которую компании могут использовать при разработке и сравнении параметров соответствующих проектов. Например, компания Kansas City Power & Light (KCP&L) приняла модель проектно-конструкторских работ, основанную на концепции SmartSubstation.

Используя эту модель, KCP&L совместно со своими партнерами работает над интеграцией распределенных источников энергии, чтобы предоставить экономические преимущества населению так называемой Зоны зеленых технологий и окружающих городских районов, входящих в зону обслуживания компании. В перечень компонентов интеллектуальной сети, задействованных в этом демонстрационном проекте, входят устанавливаемые на крыше фотоэлектрические панели, подключенные к электросети системы аккумулирования электроэнергии, система управления напряжением распределенных источников энергии, термостаты, подключенные к системе управления спросом, и прочие устройства, устанавливаемые в домах потребителей.

Корпорация FirstEnergy при выполнении проектно-конструкторских работ основное внимание уделяет управлению энергопотреблением. Компания реализует проекты, в которых используются двусторонние сети связи для непосредственного управления энергопотреблением оборудования общей мощностью 23 МВт, установленного в 20 000 домохозяйств.

В планах компании также установить оборудование для длительного смещения периодов пиковой нагрузки, аккумуляторные батареи и датчики в линиях распределения электроэнергии. Использование этих технологий обеспечивается платформой управления мощностью интегрированных распределенных источников энергии (ИРИЭ), которая позволяет получить экономические преимущества при эксплуатации сети распределения электроэнергии.

РОСТ КОЛИЧЕСТВА РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАНЕЛЕЙ

Благодаря благоприятным действиям правительств, непрерывному увеличению эффективности и уменьшению стоимости фотоэлектрических панелей, количество установленных распределенных фотоэлектрических панелей за прошедшее десятилетие выросло на 25–40 %. В то же время произошел сдвиг от автономных установок в удаленных районах в сторону систем, подключенных к единой энергосети, на долю которых сегодня приходится около 90 % новых мощностей. В результате распределенные фотоэлектрические панели оказывают сильное влияние на работу сети распределения электроэнергии, требуя усиления контроля над радиальными линиями, к которым подключено множество таких систем. Благодаря технологиям интеллектуальных сетей у электросетевых компаний появятся средства контроля и управления, необходимые для эффективного регулирования



Том Ки, технический

руководитель отдела возобновляемых источников энергии и гидроэнергетики, начал работать в 1989 году в компании EPRI PEAC, которая вошла в состав EPRI в 2005 году во время реструктуризации дочерних компаний института. До этого он работал в Национальной лаборатории Сандия, специализируясь на совместимых интерфейсах конечного оборудования и распределенной энергетике. Ки получил степень бакалавра наук по электротехнике в Университете Нью-Мехико и степень магистра наук по электроэнергетике и управлению в Политехническом Институте Ренсселера.



Мэт Вэйкфилд, руководитель программы демонстрационных проектов по интеллектуальным сетям, курирует разработку интеллектуальных сетей, уделяя основное внимание современным информационным и коммуникационным технологиям, которые можно применить в инфраструктуре электросети. До того, как присоединиться к EPRI, он работал в компании Wisconsin Public Service Corp. (WPS) в группе контрольно-измерительного сопровождения на атомной электростанции Клуони. Вэйкфилд получил степень бакалавра наук по технологическому менеджменту в Университетском Колледже Университета Мэриленда.

потоков мощности от новых систем и одновременного поддержания стабильности напряжения в радиальных линиях электропередачи.

Стандарты по возобновляемым источникам энергии и прочие нормативные документы предполагают более высокую степень использования распределенных источников энергии в будущем, поэтому стимулируют монтаж фотоэлектрических панелей именно с учетом этого факта. Например, фотоэлектрические системы могут быть подключены к единой энергосети, но принадлежать потребителям. Энергетические компании также могут владеть фотоэлектрическими системами, которые устанавливаются на крышах собственных зданий компании или арендованных крышах и подключаются к сети распределения электроэнергии в качестве источников энергии. Управление такими системами может осуществляться аналогично управлению прочими генерирующими мощностями, принадлежащими энергетической компании. Фотоэлектрические панели используются в 8 из 11 демонстрационных проектов по интеллектуальным сетям.

Компания PNM Resources разрабатывает способы интеграции многочисленных распределенных фотоэлектрических систем, установленных как у потребителей, так и на подстанциях энергетической компании, с системой аккумулирования электроэнергии. Проект компании призван оценить экономическую эффективность от применения интеллектуальных инверторов, а также определить структуру тарифов на электроэнергию и алгоритмы управления системой аккумулирования электроэнергии – это поможет решить проблемы, связанные с непостоянством мощности возобновляемых источников энергии во времени. PNM также исследует способы использования систем управления энергопотреблением, установленных в зданиях, для сглаживания скачков мощности фотоэлектрических панелей. Например, соответствующее регулирование скорости вращения вентиляторов в больших зданиях может помочь компенсировать отклонения мощности фотоэлектрических панелей, не влияя на температуру воздуха внутри здания.

«Когда распределенные источники энергии, такие как фотоэлектрические панели, начнут влиять на управление

напряжением, координацию устройств защиты и, в конечном счете, на баланс генерации и потребления, тогда энергетические компании смогут воспользоваться технологиями интеллектуальных сетей для решения этих проблем, – сказал Том Ки (Tom Key), руководитель программ EPRI. – Выполняемые демонстрационные проекты предоставят глубокое понимание того, как управлять этими процессами, а также позволят обнаружить новые возможности для энергетических компаний, которые смогут использовать рост количества фотоэлектрических систем для достижения собственных технических и экономических целей».

ПОДГОТОВКА К ПОЯВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

Демонстрационные проекты по интеллектуальным сетям призваны найти решение еще одной серьезной задачи, стоящей перед энергетическими компаниями: справиться с ожидаемым ростом энергопотребления в результате широкого распространения электромобилей с возможностью зарядки от сети. Заряжаемые от сети электромобили могут создать новую структуру потребления электроэнергии, поэтому энергетические компании должны оценить влияние различных способов зарядки на сеть распределения электроэнергии.

Демонстрационный проект по интеллектуальной сети, реализуемый компанией Duke Energy, призван определить, каким образом фотоэлектрические системы бытовых потребителей могут помочь энергетическим компаниям подготовиться к широкому распространению электромобилей с возможностью зарядки от сети и появлению большого количества стационарных аккумуляторов электроэнергии. Энергетическая компания планирует оснастить несколько домов фотоэлектрическими панелями мощностью 2,5 киловатта, которые будут подключены к системе управления бытовым энергопотреблением, и будет использовать их, в том числе, для зарядки электромобилей. Duke ожидает, что к концу 2011 года на дорогах появятся 300–500 электромобилей, зарядка которых будет производиться от электросети компании. Для управления энерго-

потреблением в рамках проекта также предусмотрена установка около 40 000 современных приборов учета и использование принципа динамического ценообразования.

Демонстрационный проект ирландской компании ESB Networks призван оценить уровни мощности и время, необходимые для зарядки электромобилей, а также определить оптимальные тарифы и средства управления, чтобы максимально расширить возможности вторичных сетей выдержать возросшие нагрузки. ESB планирует к 2011 году установить около 2000 бытовых станций зарядки на своей территории обслуживания. С помощью тарифов, зависящих от времени потребления электроэнергии, компания планирует оценить степень влияния интеллектуальных счетчиков и динамического ценообразования на поведение потребителей.

Учитывая значительную мощность уже эксплуатируемых ветрогенераторов, энергетическая компания стремится к 2020 году производить 40 % своей электроэнергии из возобновляемых источников и ожидает, что около половины этих источников энергии будут подключены к сети распределения электроэнергии. Компания стремится определить оптимальный сценарий управления большим количеством ветрогенераторов, подключенных к сети распределения электроэнергии, и возможности заряжать электромобили, используя их в качестве балластной нагрузки для ветрогенераторов.

РАЗРАБОТКА СТАНДАРТОВ

Еще одна цель программы демонстрационных проектов по интеллектуальным сетям – определение наиболее эффективных способов интеграции в сеть распределенных источников энергии и предоставление соответствующей информации для разработки стандартов для обеспечения функциональной совместимости оборудования интеллектуальных сетей. EPRI – лидирующая организация по разработке общей терминологии для двух важнейших стандартов, опубликованных Международной электротехнической комиссией (МЭК): общая информационная модель МЭК, широко используемая для поддержки работы энергосистемы в режиме ре-

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

ального времени, и серия стандартов МЭК 61850, в основном касающихся автоматизации подстанций. Каждый из демонстрационных проектов поможет определить пробелы в существующих стандартах и скоординировать разработку новых стандартов совместно с Национальным институтом стандартов и технологий США.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ВЫГОД

Ожидается, что интеллектуальные сети предоставят множество экономических выгод потребителям, энергетическим компаниям и прочим организациям, связанным с данной технологией. Среди них снижение пиковых нагрузок, повышение эксплуатационной эффективности энергетических компаний, облегчение интеграции в сеть большого количества распределенных источников энергии и обеспечение зарядки электромобилей от электросети. Тем не менее, определение расходов и экономических выгод от отдельных функций интеллектуальной сети для каждой конкретной компании является трудной задачей.

Методология расчета экономических выгод разрабатывается EPRI совместно с Министерством энергетики США.

Методология состоит из 10 шагов по определению функций интеллектуальной сети, распределению этих функций в зависимости от величины потенциальной экономической выгоды и определению размера этих экономических выгод. Она также предоставляет основу для выполнения дальнейших оценок, включая разработку автоматизированных средств. Методология будет использоваться для оценки расходов и экономических выгод от уже реализуемых демонстрационных проектов и определения потенциальных экономических выгод от предлагаемых проектов. «Использование распределенных источников энергии в деятельности энергетических компаний может принести хорошие экономические плоды», — сказал Мэт Вэйкфилд. — В конце концов, целью является разработка способа координации работы большого числа распределенных ис-

точников энергии так, чтобы их можно было рассматривать в качестве виртуальной электростанции. Подобная функциональная совместимость критически важна, если требуется обеспечить такой уровень интеграции этих источников энергии, чтобы достичь этой важной цели».

Том Ки добавил: «Технологии интеллектуальных сетей будут крайне важны для интеграции большого количества возобновляемых источников энергии в сеть распределения электроэнергии. Реализуемые демонстрационные проекты предоставят энергетическим компаниям практический опыт применения различных технологий, связанных с распределенными источниками энергии, возможность оценить эффективность новых систем и выбрать лучший способ модернизации существующих сетей».

Опубликовано с разрешения американского Института исследований в области электроэнергетики (EPRI). Статья перепечатана из ежеквартального журнала EPRI

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА



ОСОРИН М.П.,
генеральный директор
компании Intelica

Тема Smart Grid постоянно развивается, становясь нашей неизменной спутницей жизни. Не обращать внимания на эту набирающую обороты реальность так же утопично, как игнорировать движущиеся по городу автомобили — и глупо, и бесполезно, и просто опасно.

Огромное число стран в наши дни включается в подготовку демо-проектов по Smart Grid, стараясь наработать необходимый опыт для того, чтобы стать как можно более независимыми от высокоуглеродной экономики. Недавно я вернулся с международной выставки Distributech-2011 — возможно, крупнейшего в мире мероприятия, посвященного теме инжиниринговых и IT-технологий в сегменте передачи и распределения электроэнергии. Там было представлено огромное количество проектов по ин-

теллектуальным сетям — таким же интересным и разнообразным, как и те, что приведены в статье.

К примеру, компания Southern California Edison (часть крупного международного холдинга Edison) в 2009 году запустила проект «Edison Smart Connect». Он включает в себя и использование фотоэлектрических панелей, и установку счетчиков с многоуровневыми тарифами, и использование технологий PEV (Plug-in Electric Vehicles), рассчитанных на массовое использование электромобилей...

И знаете, что меня поразило больше всего? Это даже не технологии и не масштабы. Это отношение и то внимание, которое компания уделяет донесению своих идей то сознания общества. В течение полутора лет они проводили массовую пиар-кампанию среди своих

потребителей, используя все доступные каналы. Это выставки, пресса, специальная реклама на радио и телевидении, интернет-реклама. Было создано несколько макетов, демонстрирующих обычному американскому обывателю максимально просто и понятно, что такое «умный дом» в долларах. Программа интегрирована с производителями бытовой техники и поставщиками систем модернизации для существующих домохозяйств. На сайте можно посмотреть, что будет, если вы замените у себя в частном доме или в квартире какие-то электроприборы.

ИТ-составляющая важна, но без технологии взаимодействия с потребителем нельзя будет получить должного эффекта от проекта. Очень хотелось бы увидеть подобные инициативы и в нашей стране.



О СЛОЖИВШЕМСЯ ПОРЯДКЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

ОСИКА Л.К., ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС»

Гражданские и промышленные объекты, в т.ч. генерирующие источники, производственно-технологическое оборудование вводятся в эксплуатацию согласно процедурам, установленным действующим законодательством. При вводе в эксплуатацию генерирующих объектов электроэнергетики (энергообъектов) следует учитывать их особенности работы на рынках электроэнергии и тепла. Причем имеется ряд различий при оформлении работы генерирующего источника на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ), где требуется особая процедура оформления групп точек поставки (ГТП), либо на розничных рынках электроэнергии (РРЭ).

Термин «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов» в значительной степени устарел. Он применялся на основании Постановления Совета министров СССР от 23 января 1981 г. № 105 «О приемке в эксплуатацию законченных строительством объектов».

В настоящее время приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов заменена выдачей Разрешения на ввод объекта в эксплуатацию. Порядок выдачи Разрешения на ввод объекта в эксплуатацию подробно описан в статье 55 Градостроительного Кодекса РФ.

Для получения Разрешения необходимо обратиться в орган, который ранее выдал разрешение на строительство с заявлением о выдаче разрешения на ввод объекта в эксплуатацию.

К заявлению прилагаются следующие документы (далее – перечень):

1. правоустанавливающие документы на земельный участок (договор аренды или свидетельство о праве собственности);
2. градостроительный план земельного участка;
3. разрешение на строительство;
4. акт приемки объекта капитального строительства (в случае осуществления строительства на основании договора);

5. документ, подтверждающий соответствие построенного объекта требованиям технических регламентов;

6. документ, подтверждающий соответствие параметров построенного объекта капитального строительства проектной документации;

7. документы, подтверждающие соответствие построенного объекта техническим условиям и подписанные представителями организаций, осуществляющих эксплуатацию сетей инженерно-технического обеспечения (при их наличии);

8. схема, отображающая расположение построенного объекта, расположение сетей инженерно-технического обеспечения в границах земельного участка и планировочную организацию земельного участка;

9. заключение органа государственного строительного надзора (в случае, если предусмотрено осуществление государственного строительного надзора) и заключение государственного экологического контроля в случаях, предусмотренных частью 7 статьи 54 Градостроительного Кодекса.

На практике до подготовки заявления на выдачу разрешения на эксплуатацию и соответствующего пакета документов заказчик (застройщик) организует комиссии – фактически для оформления документов по пп. 4, 5, 6, 7, 9 из вышеприведенного перечня.

Согласно принятому в настоящее время большинством заказчиков (застройщиков) обычаю делового оборота, приемка в эксплуатацию производится в два этапа:

- комплексная проверка готовности объекта к приемке в эксплуатацию – рабочей комиссией заказчика (застройщика) для оформления документа по п. 4);
- собственно приемка в эксплуатацию – государственной приемочной комиссией или собственной комиссией заказчика (застройщика) для оформления документов по пп. 5, 6, 7, 9.

Согласно общепринятому употреблению этого термина «государственная приемочная комиссия» – приемочная комиссия, назначаемая соответствующим органом государственной власти. Считается, что состав и уровень государственных приемочных комиссий определяется в зависимости от сметной стоимости строительства и назначения объекта. На практике в случае энергетического строительства соответствующие комиссии всегда носят статус *государственных*. Они назначаются органами, выдавшими разрешение на строительство по заявлению заказчика (застройщика).

ПРОВЕРКА ГОТОВНОСТИ ОБЪЕКТА К ПРИЕМКЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Подрядчик, закончивший все предусмотренные договором подряда работы по возведению объекта, включая

монтаж и наладку производственно-технологического оборудования (ПТО), направляет заказчику письменное извещение об этом вместе с комплектом документов.

При приемке в эксплуатацию объектов должны учитываться результаты строительного контроля (приемочных инспекций) в отношении выполнения технологических операций, осуществляемых во время строительства. Строительный контроль проводится в соответствии с Градостроительным кодексом РФ.

Заказчик, получивший сообщение подрядчика о завершении работ по возведению объекта и комплект документов, должен немедленно приступить к комплексной проверке готовности возведенного объекта к приемке его в эксплуатацию государственной приемочной или приемочной (назначаемой самим заказчиком и ему подконтрольной) комиссией. Последняя комиссия далее будем называть просто приемочной комиссией.

Бизнес-процессы по комплексной проверке готовности возведенного объекта к приемке его в эксплуатацию выполняет рабочая комиссия, назначаемая решением застройщика (заказчика) в срок не более пяти дней с момента получения письменного извещения подрядчика о завершении работ по возведению объекта.

В состав рабочей комиссии включаются:

- ответственный представитель застройщика (заказчика, инвестора) председатель комиссии;
- ответственный представитель разработчика проектной документации;
- представители субпроектировщиков (разработчиков специальных разделов проекта);
- ответственный представитель подрядчика (ЕРС, ЕРСМ – подрядчика, генподрядчика, субподрядчика);
- ответственные представители эксплуатационных организаций;
- ответственные представители служб государственного санитарно-эпидемиологического надзора, государственного пожарного надзора, Ростехнадзора других органов надзора – по их усмотрению.

При строительстве объекта застройщиком – организацией комплексного типа – рабочая комиссия создается по распоряжению руководства орга-

низации из ответственных представителей подразделений, выполняющих базовые организационные функции заказчика, проектировщика и подрядчика, с привлечением ответственных представителей эксплуатационных организаций и, при необходимости, надзорных органов.

Заключение рабочей комиссии с приложениями передается руководству организации. Комплексная проверка готовности объекта к приемке его в эксплуатацию осуществляется за счет застройщика (заказчика). В процессе комплексной проверки готовности объекта к приемке его в эксплуатацию рабочая комиссия:

- проверяет комплектность, содержание и оформление документации, представленной подрядчиком (ЕРС, ЕРСМ – подрядчиком, генподрядчиком, субподрядчиками);
- выполняет оценку соответствия выполненных строительных конструкций требованиям проектной документации;
- выполняет испытания и опробования ПТО и инженерных систем;
- выполняет проверку исполнения замечаний и предписаний представителей технического, авторского надзора, государственных органов надзора, занесенных в журналы технического и авторского надзора и общий журнал работ;
- может выполнить проверку соблюдения требований к достоверности результатов контроля, измерений и испытаний;
- может выполнить контроль достоверности представленных подрядчиком (генподрядчиком, субподрядчиками) исполнительных геодезических схем, если этот контроль не выполнялся при промежуточной приемке ответственных конструкций.

По результатам комплексной проверки рабочая комиссия составляет заключение о готовности объекта к приемке его в эксплуатацию.

При обнаружении отступлений от требований проектной документации и нормативных документов в конструкциях, примененном ПТО, инженерных сетях, отделке предъявляемого к приемке объекта и благоустройстве прилегающей к нему территории рабочая комиссия составляет заключение о неполной готовности объекта к приемке его в эксплуатацию и прикладывает к нему перечень обнаруженных дефектов.

Заключение рабочей комиссии, оформленное в установленном законодательством порядке, представляется застройщику (заказчику) вместе с упомянутым выше перечнем обнаруженных дефектов при их наличии.

Застройщик (заказчик) предъявляет перечень обнаруженных рабочей комиссией дефектов (при их наличии) подрядчику для их устранения в сроки, определенные по согласованию с подрядчиком.

Завершенный строительством объект после комплексной проверки его готовности застройщик (заказчик) предъявляет государственной приемочной комиссии или приемочной комиссии для приемки объекта в эксплуатацию в соответствии с законодательством об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности. Одновременно застройщик (заказчик) предоставляет комиссии комплект документов, а также полученный им от подрядчика комплект документов.

Полномочия рабочей комиссии по конкретному объекту начинаются с момента ее назначения и прекращаются с момента передачи заказчику оформленного в установленном законодательством порядке заключения по комплексной проверке вводимого в эксплуатацию объекта.

ПРИЕМКА ОБЪЕКТОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Приемка в эксплуатацию построенного объекта государственной приемочной комиссией или приемочной комиссией (на самом деле – получение документа «Разрешение на эксплуатацию») производится при его полной готовности в соответствии с утвержденным проектом и наличии положительного заключения рабочей комиссии.

В состав государственной комиссии включаются представители служб государственного санитарно-эпидемиологического надзора, государственного пожарного надзора, Ростехнадзора других надзорных органов.

В отдельных случаях, приемка в эксплуатацию построенного объекта производится собственником (заказчиком, инвестором, застройщиком) самостоятельно. Эксплуатация построенного объекта без положительного решения государственной приемочной комиссии или приемочной комиссии не допускается.

Как указывалось выше, энергетическое строительство и реконструкция практически во всех случаях требуют получения разрешения на строительство, следовательно, и комиссии по их приемке – государственные.

Акт приемки построенного объекта в эксплуатацию *государственной комиссией* подлежит утверждению. Утверждение акта приемки производится инстанцией, назначившей государственную приемочную комиссию (органом государственного или местного управления, выдавшим разрешение на строительство). Утверждение акта приемки проводится:

- по объектам производственного назначения – не более чем в месячный срок со дня подписания акта;
- по объектам жилищно-гражданского назначения – не более чем в семидневный срок со дня подписания акта.

Разрешение на ввод в эксплуатацию дается на основании Акта *государственной приемочной комиссии* (а в установленных государственными нормативами случаях – *акт приемочной комиссии*) о приемке построенного объекта в эксплуатацию. Это Разрешение является исключительным исходным документом при регистрации имущественного права на готовую строительную продукцию.

Датой ввода в эксплуатацию принятого государственной приемочной комиссией объекта считается дата выдачи Разрешения на эксплуатацию. Чаще всего она совпадает с датой утверждения акта о вводе объекта в эксплуатацию инстанцией, назначившей комиссию. Датой ввода в эксплуатацию принятого приемочной комиссией заказчика объекта считается дата подписания акта о вводе объекта в эксплуатацию.

Полномочия *государственной приемочной комиссии* и *приемочной комиссии* по конкретному объекту начинаются с момента их назначения и прекращаются с момента утверждения акта о приемке объектов в эксплуатацию.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ УЧАСТНИКОВ СДАЧИ И ПРИЕМКИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОСТРОЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Участники сдачи и приемки в эксплуатацию построенных объектов, включая:

- заказчиков (инвесторов, застройщиков);

■ ответственных исполнителей подряда на изыскательские, проектные, строительно-монтажные работы;

■ изготовителей и поставщиков строительных материалов, изделий, конструкций и ПТО;

■ службы оперативного надзора за ходом строительства и монтажа оборудования;

■ члены *государственной приемочной или приемочной и рабочей комиссии*;

■ другие участники приемки в эксплуатацию несут установленную законодательными актами ответственность за угрозу жизни или здоровью граждан, а также за ущерб (вред) государственным, общественным или частным интересам, нанесенный вследствие допущенных нарушений либо отклонений от обязательных нормативных требований (условий, ограничений).

Выдача разрешений на ввод в эксплуатацию энергоустановок

Осуществляется Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). Порядок выдачи разрешений на ввод в эксплуатацию энергоустановок утвержден Приказом Ростехнадзора от 7.04.2008 г. № 212. Фактически этот документ был принят для очень широкого круга энергоустановок, в основном – установленных на объектах жилищно-коммунального хозяйства, в офисах и торговых помещениях, на мелких, средних и крупных промышленных предприятиях.

Заказчик (владелец) энергоустановки подает заявление в территориальную службу Ростехнадзора и прикладывает к ней комплект документов, перечень которых фактически совпадает с аналогичным перечнем, приведенным в Градостроительном кодексе, но носит уточняющий характер в соответствии со спецификой объектов. Порядок выдачи разрешения следующий: должностное лицо Ростехнадзора рассматривает заявление и комплект документов на соответствие требуемой номенклатуре и содержанию и, если это необходимо, получает дополнительные разъяснения и документы от заявителя. В случае успешного прохождения первого этапа назначается дата прохождения *осмотра* энергоустановки. После осмотра, удовлетворившего должностное лицо Ростехнадзора составляется соответствующий Акт и выдается еще один спе-

циальный документ – «Разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки». Необходимо отметить, что при этом формально не требуется в обязательном порядке *фактическое технологическое присоединение* энергоустановки к сети, в т.ч. в соответствии с установленным порядком присоединения электроустановок юридических и физических лиц к электрической сети. Нужна лишь справка о выполнении технических условий на технологическое присоединение. Если в течение трех месяцев энергоустановка не будет технологически присоединена к сетям, ее допуск в эксплуатацию осуществляется повторно.

Наличие двух документов – Градостроительного кодекса и Порядка выдачи разрешений на ввод в эксплуатацию энергоустановок – с не установленными в явном виде сферами применения вызывает многочисленные вопросы о приоритете их требований. Разрешить данное противоречие можно несколькими путями. Так, главный специалист-эксперт Ростехнадзора Борис Сергеев дает в приложении «Вопрос – ответ» к журналу «Новости Электротехники» (№ 6, 2009 г.) следующее разъяснение:

«В соответствии с общепринятым правовым принципом, если между общеправовой нормой и специальной нормой, регулирующими одно и то же правоотношение, имеется противоречие, то применяется норма, имеющая более специальный характер.

... Норм, регулирующих вопросы безопасной эксплуатации энергоустановок, энергоснабжения, технологического присоединения энергоустановок в Градостроительном кодексе не содержится.

При этом определено, что Правительство Российской Федерации устанавливает порядок технологического присоединения энергопринимающих устройств юридических и физических лиц к электрическим сетям. На основании гл. 7 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. № 861 ... получение разрешения уполномоченного Федерального органа исполнительной власти по технологическому надзору на допуск в эксплу-

атацию объектов заявителя является необходимым условием технологического присоединения ...».

В то же время возможен и следующий подход, полностью укладывающийся в логику Градостроительного кодекса. Во-первых, все необходимые документы по перечню Порядка выдачи разрешений могут быть затребованы в рамках пункта 9 части 3 статьи 55 Гражданского кодекса: «...заключение органа государственного строительного надзора (в случае, если предусмотрено осуществление государственного строительного надзора) о соответствии построенного, реконструированного, отремонтированного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов и проектной документации, в том числе требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности объекта капитального строительства приборами учета используемых энергетических ресурсов, заключение государственного экологического контроля в случаях, предусмотренных частью 7 статьи 54 настоящего Кодекса...». При этом Госстройнадзор не может не привлечь Ростехнадзор в пределах компетенции последнего.

Во-вторых, порядок получения разрешения на эксплуатацию в Градостроительном кодексе рассчитан на объекты, для которых нужно получение разрешения на строительство (разрешение на строительство и ввод в эксплуатацию выдает один и тот же орган исполнительной власти). Оно не нужно, если изменения объектов капитального строительства и (или) их частей не затрагивают конструктивные и другие характеристики их надежности и безопасности и не превышают предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции, установленные градостроительным регламентом. Для таких объектов, а к ним можно отнести очень много массовых энергоустановок, и применим в полном объеме Порядок выдачи разрешений.

На практике в отношении ТЭС в случае включения в состав государственной приемочной комиссии или приемочной комиссии полномочных представителей Ростехнадзора, разрешение на ввод в эксплуатацию энергоустановок выдается по результатам работы этих комиссий.

ОСОБЕННОСТИ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТЭС

Тепловые электрические станции, относящиеся к опасным производственным объектам (Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116 – ФЗ), а также в большинстве случаев к особо опасным, технически сложным и уникальным объектам (Градостроительный кодекс, Статья 48.1.) и поэтому имеют ряд особенностей ввода в эксплуатацию.

К ним, в частности, относятся:

- необходимость получения лицензии на эксплуатацию (Федеральный закон «О лицензировании отдельных видов деятельности» № 128 – ФЗ);
- сложность оформления всех необходимых документов на получение «Разрешения на ввод объектов в эксплуатацию» (далее – «Разрешение»);
- фактическая обязательность госкомиссии по приемке в эксплуатацию;
- осуществление фактического технологического присоединения электроустановок к электрическим сетям по «Правилам технологического присоединения электроустановок юридических и физических лиц к электрическим сетям» (Постановление Правительства № 861 от 25.12.2004 г.) с получением «Акта о фактическом технологическом присоединении»;
- аттестация генерирующих мощностей Системным оператором (СО) с включением их в реестр фактических параметров генерирующего оборудования (при исполнении обязательств по договорам о поставке мощности (ДПМ) и механизма гарантирования инвестиций (МГИ) для работы на ОРЭМ).

При работе на РРЭ аттестация формально не требуется, но в приемочную комиссию рекомендуется пригласить представителей СО.

На сегодняшний день имеются несколько документов, получение которых можно интерпретировать, как начало эксплуатации ТЭС со всеми вытекающими отсюда последствиями. В частности, во исполнение обязательств по ДПМ в типовом договоре, разработанном НП «Совет рынка» указано следующее:

«... 2.3. Для цели определения факта надлежащего исполнения или неисполнения (полного или частичного) Продавцом его обязательства перед

Покупателем Системный оператор в отношении каждого из указанных в Приложении 1 к настоящему Договору Объектов генерации осуществляет в совокупности следующие действия:

- (i) в соответствии с предусмотренными Правилами оптового рынка, Договором о присоединении и Регламентами условиями, порядком и процедурой проводит аттестацию (тестирование) генерирующего оборудования Объекта генерации, по итогам которой с учетом результатов проведенных на Объекте генерации испытаний определяет величину установленной мощности и предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием данного Объекта генерации;
- (ii) на основании представленных Продавцом документов определяет соответствие фактического месторасположения Объекта генерации месторасположению, указанному в Приложении 1 к настоящему Договору;
- (iii) в соответствии с предусмотренными Правилами оптового рынка, Договором о присоединении и Регламентами условиями, порядком и процедурой проводит аттестацию (тестирование) генерирующего оборудования Объекта генерации по параметрам, в результате которой определяет соответствие его фактических технических характеристик (параметров) (за исключением значения минимального электрического КПД Объекта генерации) характеристикам (параметрам), указанным в Приложении 1 к настоящему Договору.

При этом для целей исполнения настоящего Договора под техническими характеристиками (параметрами), аттестуемыми Системным оператором при проведении аттестации по параметрам, понимаются величина нижнего предела регулировочного диапазона и величина верхнего предела регулировочного диапазона.

Минимальный электрический КПД Объекта генерации определяется Продавцом на основании документов завода-изготовителя, результатов испытаний и иных документов. Информация о значении минимального электрического КПД передается Продавцом Системному оператору в письменной форме за подписью надлежащим образом уполномоченного лица с приложением документа, подтверждающего полномочия соответствующего лица.

Все установленные Системным оператором в соответствии с указанным в настоящем пункте перечнем факты и обстоятельства подлежат направлению им в электронном виде с использованием электронной цифровой подписи и в письменном виде ЦФР, а также, в порядке и в сроки, установленные Договором о присоединении и Регламентами, в АТС».

В проекте федерального закона № 118971-5 «Технический регламент «О безопасности электрических станций и сетей» (информационно-справочная система «Гарант Эксперт», 2010 г.) указаны требования, в принципе не отличающиеся от требований в отношении любых промышленных объектов:

«Статья 13. Специальные требования безопасности к тепловым электрическим станциям и котельным при строительстве и вводе в эксплуатацию

1. Во время строительства и монтажа зданий и сооружений тепловых и атомных электрических станций и котельных должны быть проведены промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, а также скрытых работ.

2. Перед вводом в эксплуатацию тепловой или атомной электростанции или котельной должны быть проведены:

- пуско-наладочные работы, включающие в себя индивидуальные испытания оборудования;
- комплексное опробование оборудования;
- устранение строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями недоделок, допущенных в ходе строительства и монтажа, а также дефектов оборудования, выявленных в процессе пуско-наладочных работ;
- пробные пуски оборудования;
- комплексное опробование энергообъекта.

Комплексное опробование должен проводить собственник объекта, или эксплуатирующая организация. При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа основных агрегатов и всего вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Перед пробным пуском должен быть подготовлен и укомплектован эксплуатационный и ремонтный персонал, разработаны и утверждены эксплуа-

тационные инструкции, оперативные схемы; подготовлены запасы топлива, материалов, инструмента и запасных частей; введены в действие средства и системы контроля, защиты и управления; получены разрешения на ввод в эксплуатацию тепловой электрической станции и котельной от органа исполнительной власти, уполномоченного Правительством Российской Федерации на осуществление технического контроля и надзора в электроэнергетике ...».

Анализируя вышеприведенные требования, при установлении документального подтверждения факта начала работы энергообъекта на рынках возможна следующая логика:

- лицензия на эксплуатацию станции должна быть получена до проведения госкомиссии по приемке в эксплуатацию, т.к. вероятнее всего без этого документа комиссия не даст положительного заключения о готовности объекта к эксплуатации, а следовательно, невозможно получение Разрешения;
- разрешение является по своей сути документом, который санкционирует возможность объекта приступить к операционной деятельности – выдаче электрической (и, возможно, тепловой) энергии на основании в т.ч. и комплексного опробования энергоустановок согласно ПТЭ. Но, получив его, не обязательно начинать работу на рынках. Иногда могут быть еще не готовы документы по присоединению к торговой системе;
- акт о фактическом технологическом присоединении к сетям может быть выдан в любой момент до заключения госкомиссии. Без этого документа не может быть получено положительного заключения комиссии.

Следовательно, только Разрешение следует интерпретировать, как документ, свидетельствующий о полной и безоговорочной готовности энергообъекта к операционной деятельности. Однако для работы на оптовом рынке электроэнергии требуется так называемая аттестация генерирующего оборудования, проводимая СО.

При работе ТЭС на розничном рынке рекомендуется также обратиться в СО с просьбой аттестовать оборудование, хотя данная процедура и не является обязательной.

Момент начала работы на ОРЭМ устанавливается действующими регламентами – приложениями к договору о

присоединении к торговой системе. При этом, как указывалось выше, на ОРЭМ в обязательном порядке требуется факт внесения генерирующего оборудования в реестр СО, регламентируемый Приложением № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Согласно этому документу, поставщик мощности в отношении вновь вводимого в эксплуатацию основного генерирующего оборудования представляет СО заявление о проведении аттестации относящегося к нему генерирующего оборудования (далее – заявление). Под основным оборудованием генерирующего объекта (электростанции) для целей функционирования на ОРЭМ понимается «...совокупность агрегатов и оборудования генерирующего объекта, определяющих его установленную генерирующую мощность».

К заявлению должны быть приложены следующие документы:

- акт приемки законченного строительством объекта установленной формы;
- документы, подтверждающие допуск генерирующего объекта в эксплуатацию, выданные органами Ростехнадзора (в случае если в отношении такого объекта/оборудования предусмотрено осуществление государственного надзора);
- разрешение на ввод объекта в эксплуатацию, оформленное в соответствии со ст. 55 Градостроительного кодекса РФ;
- документы (акты, протоколы и т.п.), содержащие результаты испытаний генерирующего оборудования, подтверждающие в том числе их проведение (получение представленных результатов испытаний) с учетом требований Системного оператора, указанных в настоящем Регламенте ...».

Таким образом, для объектов, выводимых на оптовый рынок, последним документом, разрешающим операционную деятельность, является именно положительное решение СО, а на рассмотрение вопроса этому органу отводится 15 дней со дня направления заявления поставщиком (владельцем объекта).

Чаще всего имеет место следующая последовательность бизнес-процессов:

1. Получение лицензии;
2. Оформление Акта о фактическом технологическом присоединении к электрической сети.
3. Получение разрешения (от Ростехнадзора) на допуск в эксплуатацию отдельных энергоустановок для прове-

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией



Другие номера журнала на сайте редакции: www.energyexpert.ru

дение пробных пусков и отладок. При этом в случае опробования ГТУ с выдачей электроэнергии в сеть Ростехнадзору необходимо предоставить ТУ на технологическое присоединение и справку со стороны сетевой организации о выполнении этих ТУ (если не готов Акт о фактическом технологическом присоединении к электрической сети);

4. Получение разрешения на допуск в эксплуатацию объекта в целом;

5. Проведение комплексного опробования согласно действующих ПТЭ (72 часа работы на номинальных параметрах);

6. Получение разрешения на ввод объекта в эксплуатацию в органах, давших разрешение на строительство;

7. Внесение в реестр генерирующего оборудования СО (обязательно при работе на ОРЭМ);

8. Заключение (или изменение – в случае расширения, реконструкции и технического перевооружения станций) договора о присоединении к торговой системе в отношении новых ГТП;

9. Начало работы на рынке (подача заявок на ОРЭМ, исполнение договоров на РРЭ и т.п.).

Несмотря на достаточно сложный, в основном, в плане бюрократии, характер получения разрешения на ввод энергообъектов в эксплуатацию имеется ряд категорий энергоустановок, где оно носит упрощенный характер.

Ростехнадзор допускает (письмо от 15.07. 2008 г. № КП-24/756) производить в упрощенном порядке выдачу разрешений на допуск в эксплуатацию энергоустановок мощностью до 50 кВт, в том числе:

- используемых субъектами малого и среднего предпринимательства;
- входящих в состав социальных объектов;
- принадлежащих строениям, не являющимся объектами капитального строительства;
- расположенных на объектах, при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте которых не требуется подготовка проектной документации;
- входящих в состав мобильных строительных городков;
- энергооборудования передвижных ремонтных бригад кустовых скважин, полевых станций и других.

При этом выдача разрешения на допуск в эксплуатацию энергоустановок мощностью до 50 кВт должна осуществляться, как правило, в уведомительном порядке на основании документов, подтверждающих надлежащее техническое состояние энергоустановки.

При работе объекта генерации на розничном рынке, безусловно, исключается оформление ГТП и все связанное с подготовкой работы на ОРЭМ. Точки поставки легализуются в Акте о фактическом технологическом присоединении к сети.

В любом случае организация и документальное оформление описанных выше процессов требуют высокого профессионализма всех участников строительной деятельности и эксплуатирующей организации. При этом необходимо правильно оценивать последовательность и длительность исполнения соответствующих работ, в противном случае велики риски срыва сроков ввода энергообъектов в эксплуатацию, что, к сожалению, нередко случается в современной практике.

18-21 октября

г. УФА

РОССИЙСКИЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

XVII международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА УРАЛА

БВК БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА:

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

КАБЕЛЬ. ПРОВОДА. АРМАТУРА

ЭЛЕКТРО- И СВОТОТЕХНИКА

ОРГКОМИТЕТ: Тел./факс: (347) 253 09 88 , 253 38 00, 253 14 34
E-Mail: energo@bvkexpo.ru, www.bvkexpo.ru

Предлагаем вашему вниманию подборку наиболее актуальных мероприятий, которые будут проводиться в июне-июле 2011 года

Семинары «ИПК госслужбы»

г. Москва, ул. Садовническая, д. 77, стр.1
(495) 951-11-11, 953-25-83, www.ipkgos.ru

РУКОВОДИТЕЛЯМ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Вопросы надежности работы энергетических объектов, модернизации и ремонта энергооборудования в свете инвестиционной программы в энергетике

6–10 июня 2011 г.

- новая инвестпрограмма в энергетике;
- энергетика России после реформирования. Энергоэффективность и энергосбережение;
- техническая диагностика. Продление ресурса энергооборудования;
- современные методы и приборы технической диагностики;
- создание стандартов предприятий;
- проблема подготовки квалифицированных кадров для энергетики;
- модернизация энергетических объектов на основе внедрения газотурбинных технологий;
- новые технологии и материалы, необходимые при реконструкции и модернизации зданий и сооружений.

РУКОВОДИТЕЛЯМ И СПЕЦИАЛИСТАМ ОТРАСЛИ

Современные особенности формирования и функционирования финансово-экономического блока управления энергокомпанией

13–24 июня 2011 г.

- основы стратегического планирования и бюджетирования;
- управление рисками в системе внутреннего контроля;
- ценообразование и формирование тарифов в энергетике;
- формирование инвентарной стоимости объектов инвестиций;
- основы организации учетных процессов – бухгалтерский, управленческий и финансовый аспекты;
- казначейство в системе управления;
- система КПЭ в энергетике;
- современные методы управления предприятием;
- особенности формирования договорных отношений на розничных рынках электроэнергии;
- мониторинг налоговых изменений законодательства.

ИНЖЕНЕРАМ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Модернизация энергетических объектов на основе внедрения газотурбинных технологий

6–17 июня 2011 г.

- стационарные энергетические газотурбинные установки;
- системы подготовки воздуха;
- компрессоры;
- тепловые схемы с газотурбинными установками;
- котлы-утилизаторы;
- приборы измерения и контроля;
- теплотехнические испытания установок;
- диагностирование состояния оборудования;
- обмен опытом с выездом на станцию ОАО «Мосэнерго».

Семинары «ПЭИПК»

г. Санкт-Петербург, ул. Авиационная, д. 23
(812) 364-00-52, 371-83-50, www.peipk.spb.ru

РЕМОНТНЫМ СЛУЖБАМ

Диагностика, мониторинг и ремонты по состоянию электроэнергетического оборудования

20 июня – 2 июля 2011 г.

- нормативная база и методология технической диагностики в электроэнергетике;
- технические средства диагностики;
- физико-математические модели в электроэнергетике;
- сравнительный анализ методик;
- деструкция изоляционных материалов в процессе эксплуатации;
- ППР и ремонты по состоянию;
- диагностика и безопасная эксплуатация электрооборудования;
- современные технические средства и методы продления ресурса;
- планирование технического обслуживания и ремонтов в свете закона о техническом регулировании.

ТЕХНИЧЕСКИМ СПЕЦИАЛИСТАМ

Основы релейной защиты электроустановок 0,4–110 кВ

1–18 июня 2011 г.

- современные аналоговые и микропроцессорные устройства РЗА в России и за рубежом и их роль в обеспечении надежности работы энергосистем;
- актуальные проблемы РЗА и расчеты токов КЗ в сетях 0,4–110 кВ;

- наладка электромеханических реле тока, напряжения, времени, промежуточных реле;
- защита трансформаторов мощностью более 6,3 МВ А;
- защита шин напряжением 6–35 и 110 кВ;
- защиты генераторов и электродвигателей;
- микропроцессорные (цифровые) устройства релейной защиты, автоматики и управления;
- компьютерная программа SCADA;
- регистраторы аварийных процессов и анализаторы качества электроэнергии.

Семинары «ЦПК Мосэнерго»

г. Москва, ул. Кировоградская, д. 11, стр. 1
(495) 315-42-29, www.cpk-mosenergo.ru

ИНЖЕНЕРНЫМ СЛУЖБАМ

Современные методы и программные средства расчета режимов распределительных электрических сетей, технических потерь мощности

июль 2011 г.

- исходные данные для расчета режимов и расчета технических потерь;
- оперативное ведение режима распределительной электрической сети и методы расчета режимов;
- расчет потерь электроэнергии в распределительной электрической сети. Методика расчета норматива технологических потерь электроэнергии при ее передаче.

МЕНЕДЖЕРАМ, ГЛАВНЫМ ИНЖЕНЕРАМ

Энергетический менеджмент. Международный стандарт EN 16001:2009 Системы энергоменеджмента

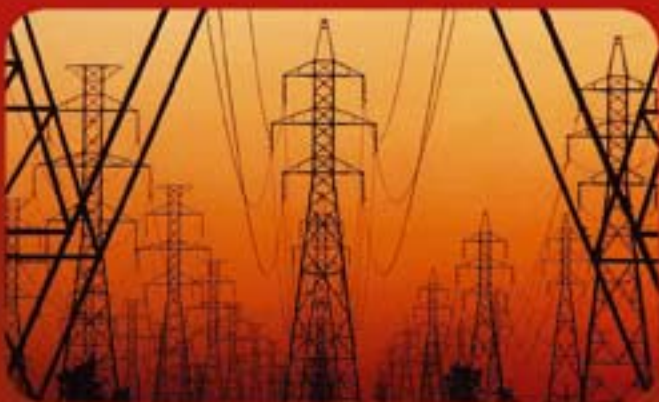
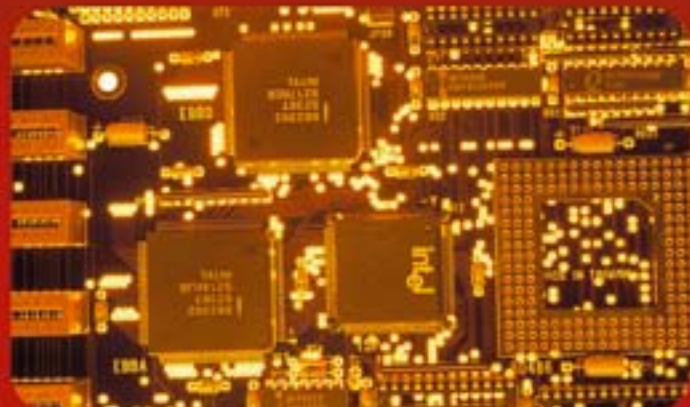
июнь 2011 г.

- базовые законодательные документы;
- сравнительный анализ требований в международной практике;
- роль энергоаудита в системном подходе к энергоменеджменту;
- европейский стандарт EN 16001-цели и результаты внедрения;
- структура стандарта и главные понятия;
- интерпретация требований EN 16001 на базе практики;
- европейский стандарт EN 16001:2009 Системы энергоменеджмента;
- стандарт ISO 50001;
- аудит энергоэффективности.

В РАМКАХ ФОРУМА «ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ ЭКОНОМИКА»

При поддержке Министерства энергетики РФ,
Министерства промышленности и энергетики Ростовской области

16-18 НОЯБРЯ



ВЫСТАВКИ



ЭНЕРГОПРОМЭКСПО
ЭЛЕКТРОПРОМЭКСПО

- Генерирующие мощности
- Передача, распределение и учет электро- и тепловой энергии, газоснабжение
- Энергетическое машиностроение
- Электротехническое оборудование
- Энергосбережение
- Безопасность энергообъектов и экологическая безопасность

ВЕРТОЛ
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР **EXPO**

РОСТОВ-НА-ДОНУ, ПР. М. НАГИБИНА, 30

Тел. (863) 268-77-68; volodko@vertolexpo.ru; www.vertolexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР



ПОЧЕТНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР



СЧЕТ № 181

Поставщик, учредитель, издатель:

Закрытое акционерное общество «Издательский дом «Вся электротехника»

Адрес: 125252, Москва, Новопесчаная, д. 17/7, кор. 23, тел.: (495) 228-60-05

ИНН/КПП 7743626979/774301001

Платательщик:

ИНН/КПП:

№	Наименование товара	Единица измерения	Количество номеров	Цена за единицу без НДС	Сумма
1	Журнал «Энергоэксперт» – подписка на № 1, 2, 3, 4, 5, 6 /2011/	шт.	6	466,10	2796,61
Итого:					2796,61
Итого НДС:					503,39
Всего к оплате:					3300,00

Всего наименований 1, на сумму 3300.00

Три тысячи триста рублей 00 копеек

Оригиналы накладных и счетов-фактур высылаются.

Дополнительная информация – на сайте www.energyexpert.ru

Внимание! Обязательно укажите в графе «Назначение платежа» платежного поручения: № данного счета, юридический адрес, почтовый индекс и полный почтовый адрес платателя (подписчика), ФИО получателя журнала для доставки, контактный телефон.

Руководитель предприятия (Посошков В.И.)

Главный бухгалтер (Миронова Е.А.)

**Образец заполнения платежного поручения**

ИНН 7743626979	КПП 774301001		
Получатель ЗАО «Издательский дом «Вся электротехника» Тверское ОСБ №7982 г. Москва		Сч. №	40702810338040115349
Банк получателя Сбербанк России ОАО г. Москва		БИК	044525225
		Сч. №	30101810400000000225



НАМ ДОВЕРЯЮТ ЭНЕРГЕТИКУ

РОССИЯ, 620144, ЕКАТЕРИНБУРГ,
УЛ. ХОХРЯКОВА, 98,
ТЕЛ: +7 (343) 216-35-84,
E-MAIL: GIG@GIG-GROUP.COM

WWW.ENERGYGLASS.COM.UA
WWW.GIG-GROUP.COM
WWW.AIZ.RU



GLOBAL INSULATOR GROUP



КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ

ДЛИТЕЛЬНЫЙ СРОК СЛУЖБЫ
ОБОРУДОВАНИЯ

УНИКАЛЬНЫЕ
КОНСТРУКТОРСКИЕ РЕШЕНИЯ



ТРАНСФОРМАТОРНО-РЕАКТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- масляные силовые и преобразовательные трансформаторы
- трансформаторы с экологически чистой негорючей жидкостью
- элегазовые силовые и преобразовательные трансформаторы
- сухие распределительные и преобразовательные трансформаторы с различными типами изоляции: "Транстерм", "Номекс", полимерные пленки
- для эксплуатации в холодном, умеренном и тропическом климате (от - 60 °С до + 55 °С)
- реакторы масляные и сухие различного назначения



Телефон: (343) 324-54-09 / Факс: (343) 324-59-03
tro_cmc@energomash.ru

ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- элегазовые баковые и колонковые выключатели
- трансформаторы тока и трансформаторы напряжения
 - разъединители трех- и однополюсные
 - заземлители однополюсные
- автоматические быстродействующие выключатели



Телефон: (343) 324-51-23 / Факс: (343) 324-58-02
vva_cmc@energomash.ru