

УЧРЕДИТЕЛИ:  
МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,  
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ,  
НТФ "ЭНЕРГОПРОГРЕСС",  
ФЕДЕРАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ  
И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЩЕСТВ

Издается  
с января 1930 года



ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# Электрические станции 8 2002

## Содержание

### ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

- 2 **Беков Х. А.** Современные информационные технологии в оценке и подборе управленческих кадров в электроэнергетике

### ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 4 **Тверской Ю. С., Крайнов В. К., Шамко В. Н., Балдин Н. Н., Мурин А. В., Таламанов С. А.** Опыт формирования концепции модернизации АСУТП мощных энергоблоков тепловых электростанций
- 13 **Морозов В. В., Шкрабов А. Б., Говсиевич Е. Р., Мельников А. П., Эдельман В. И., Векслер Ф. М.** Влияние топливообеспечения ТЭС на ее технико-экономические и финансовые показатели (на примере ОАО "Рязанская ГРЭС")
- 18 **Беляков И. И., Новиков И. И., Тарасов Б. А.** О применении ступенчатого испарения в котлах высокого давления
- 21 **Паршин С. Г.** Способы нанесения и введения активирующих флюсов при сварке ответственных трубопроводов ТЭС и АЭС
- 23 **Жиленков В. Н.** Опыт разработки фильтрационно-сепарационного водозабора в системе техводоснабжения Пермской ГРЭС

### ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 32 **Ефимов Б. В., Фастий Г. П., Якубович М. В.** Наведенные напряжения на воздушных линиях при неоднородных трассах сближения
- 38 **Качесов В. Е., Ларионов В. Н., Овсянников А. Г.** О результатах мониторинга перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях на землю в распределительных кабельных сетях

- 45 **Григорьев Н. Д.** Коэффициенты использования электродов групповых заземлителей

### ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 49 **Семенов Д. Ю., Григорьев А. В., Осотов В. Н., Ямпольский Д. А.** Разработка и реализация методов вибродиагностики статоров турбогенераторов в ОАО Свердловскэнерго

### ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 54 **Буткевич В. Ф., Крылов С. В.** Анализ причин отказов электромагнитных блокировок на подстанциях Сургутских электрических сетей
- 60 **Сухоручкин И. В.** Опыт наладки, применения и организации эксплуатации фиксирующих индикаторов в Ставропольэнерго

### ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

- 67 **Енякин Ю. П., Вербовецкий Э. Х., Новиков Ю. С., Федотов П. Н., Гавриленко А. В., Погорелов А. Г., Чернышев Е. В., Романовский С. П., Овчаров А. П.** Ответ на отклик Капельсона Л. М. на статью Енякина Ю. П., Вербовецкого Э. Х., Новикова Ю. С. и др. "Техническая концепция модернизации котлов ТП-80 и ТП-87 ТЭЦ-22"

### ХРОНИКА

- 69 **Водолажский Ю. Г., Макарова И. Е.** О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО "Фирма ОРГРЭС" во втором полугодии 2001 г.

### ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 73 **Лейзерович А. Ш.** Новые аспекты в паротурбинной тематике на энергетической конференции "ASME International 2001"
- 76 **Файбисович Д. Л.** Сооружение двухцепной ВЛ 500 кВ в условиях ограниченной ширины полосы отчуждения



Среди авторов статьи – молодые специалисты

## ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

# Современные информационные технологии в оценке и подборе управленческих кадров в электроэнергетике

Беков Х. А., канд. эконом. наук

### Институт повышения квалификации государственных служащих

Реформа электроэнергетики, проводившаяся в России в сложных условиях переходного периода, уже на начальном этапе столкнулась с трудностями, которые не могут быть преодолены без серьезных организационных мероприятий. Одной из наиболее важных становится проблема формирования и обеспечения человеческого капитала в

сложных и специфических условиях электроэнергетики.

В настоящее время в отрасли проблема кадров претерпела серьезные изменения. По инженерным специальностям очевиден рост показателя среднего возраста при явном дефиците молодых специалистов. По должностям общего профиля (бухгалтеров, специалистов по труду, делопроизводителей и др.) принципиально иная картина: здесь предложение значительно опережает спрос.

Это повышает актуальность объективной оценки и отбора кадров. Для электроэнергетики при отсутствии возможности складирования продукции (и как следствие, невозможности регулирования посредством складских запасов) ошибки в диспетчировании, топливоснабжении, регулировании и учете денежных потоков и т.д. могут привести к значительным финансовым потерям. В этих условиях традиционные методы оценки и аттестации, ориентированные на документальное описание или традиционное собеседование, могут не дать необходимых результатов.

Количественная оценка может быть получена при использовании тренажерных и тестовых программ, позволяющих смоделировать реальную ситуацию на компьютере. В настоящее время существует достаточно много специальных программ, позволяющих смоделировать реальные ситуации для работников диспетчерских служб энергообъединений, электростанций, предприятий электрических сетей и подстанций. Анализ показал, что большинство из этих программ позволяют привести оценку знаний технологий, ориентированную на учет числа возможных ошибок проверяемого. Однако в этих программах, как правило, отсутствует расчет экономических последствий указанных ошибок. Введение такого дополнения, составленного применительно к реальным условиям производственно-хозяйственной деятельности конкретного предприятия, могло бы позволить получить ответ на ряд конкретных вопросов, включая необходимость дополнительного обучения, оплаты переподготовки, возможных условий труда, отдыха, а также оплаты труда диспетчерского персонала.

Применение тестовых программ на основе вероятностно-имитационного моделирования (вклю-

**Блок№1** Определение характеристик реального потока движения и использования средств на расчетном счете организации

**Блок№2** Определение распределения вероятностей появления сумм, размеры которых находятся в определенных границах

**Блок№3** Проверка соответствия эмпирического распределения "потока средств" одному из известных теоретических распределений

**Блок№4** Исследование распределения вероятностей поступления каждого из трех основных видов денежных операций по учету затрат, заработной платы и налогов

**Блок№5** Анализ статистики, который позволяет установить вероятность( $P_k$ ) появления каждого  $k$ -го вида платежа ( $N_k$ ):  

$$P_k = f(N_k, N_0)$$

**Блок№ 6** Расчет по каждому виду платежей вероятности их появления [формирование моделей вида:  

$$N_i = f(P_i)]$$

**Блок№ 7** Моделирование размера и вида платежа

**Блок№8** Решение проверяемого

**Блок№ 9** Экономическая оценка результата

**Блок№10** Определение общего итога оценки

Блок-схема экономической оценки уровня квалификации на базе применения вероятностно-имитационного моделирования

чающих экономическую оценку результата) целесообразно при оценке работников экономических профессий и, в первую очередь, бухгалтеров.

Для работников этой профессии общую схему оценки претендентов можно проиллюстрировать на примере испытания двух претендентов на должность бухгалтера энергопредприятия.

На компьютере моделируется денежный поток, который имеет статистические характеристики, совпадающие с аналогичными характеристиками реального денежного потока данного предприятия.

Тестовая компьютерная программа предлагает испытуемому принять необходимое решение (в качестве бухгалтера) по конкретной бухгалтерской проводке. В случае, если испытуемый совершает ошибку, компьютер в соответствии с заложенным алгоритмом выполняет оценку отрицательных последствий этой ошибки, которые могут включать штрафные санкции (по налогам, пени за ошибочные расчеты по внебюджетным фондам, штрафы за неверное исчисление затрат, прибыли и т.д.). Блок-схема процесса приведена на рисунке.

При проведении испытаний по достаточно значительному числу хозяйственных ситуаций компьютер может оценить статистику ошибок претендента и подсчитать общую сумму убытков по проведенным испытаниям.

Окончательное решение может быть принято исходя из:

а) максимально допустимой общей суммы убытков, полученных по данному числу испытаний;

б) максимально допустимого процента ошибок в отношении к общей сумме денежных потоков,  
в) максимальной величине общей суммы убытков по каждому из нескольких претендентов.

Стоит отметить, что система компьютерного тестирования, основанная на применении вероятностно-экономических моделей, может быть использована и для выявления тех разделов бухгалтерского учета, которые необходимо дополнительно изучить работающим специалистам. Эти разделы могут быть включены либо в курс дополнительного профессионального обучения, либо в программу самоподготовки.

При применении предлагаемой системы эффективные результаты оценок могут быть получены при условии достаточно тщательной и объемной подготовительной работы. Она должна включать анализ объемов и структуры денежных потоков, составление вероятностной модели, разработку алгоритмов расчета убытков и составление соответствующей программы. Естественно, что все это требует затрат. Однако, как показала практика, ущерб от работы управленцев с недостаточной квалификацией многократно превышает возможные расходы на разработку указанной системы.

В настоящее время в ИПКГосслужбы проходит апробацию система вероятностно-экономического тестирования бухгалтеров энергопредприятий. Ее реализация на отраслевых предприятиях может обеспечить объективную оценку и эффективный подбор специалистов на должности в системе управления.

## ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации



Повышение квалификации и профориентация руководящих работников и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)

Тел. (095) 953-2583

<http://www.ipkgos.ru>

Для предприятий, заключивших договор на обучение от 50 чел. в год, – скидка на обучение и проживание в благоустроенном общежитии Института составляет 20%, от 30 чел. – 10% при условии своевременной оплаты

кафедра «Ремонт и модернизация  
энергооборудования»

повышает квалификацию специалистов по ремонту энергетического оборудования ТЭС, ГРЭС, ПРП, по неразрушающему контролю оборудования, специалистов сварочного производства всех уровней по вопросам ремонта, восстановления, модернизации и надежности работы оборудования энергопредприятий, внедрения новых технологий и материалов, методов технической диагностики. Готовит к аттестации и аттестует специалистов сварочного производства на II и III квалификационные уровни и специалистов по неразрушающему контролю на I и II уровня с выдачей удостоверений Госгортехнадзора.

(095) 953-0525

кафедра «Эксплуатация электрических  
станций и тепловых сетей»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий тепловых сетей по всем вопросам, касающихся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций.

(095) 953-3871

## **ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

### **Опыт формирования концепции модернизации АСУТП мощных энергоблоков тепловых электростанций**

**Тверской Ю. С.**, доктор техн. наук, **Крайнов В. К.**, **Шамко В. Н.**, **Балдин Н. Н.**, инженеры, **Мурин А. В.**,  
**Таламанов С. А.**, кандидаты техн. наук

**Центрэнерго – Костромская ГРЭС – ИГЭУ**

Современный этап развития систем контроля и управления (СКУ) энергоблоков тепловых электростанций характеризуется переходом от традиционных СКУ и информационно-вычислительных систем (ИВС) к полномасштабным АСУТП [1, 2].

Опыт создания полномасштабных АСУТП электростанций показывает необходимость формирования на начальном этапе работ технического облика создаваемой системы.

В настоящее время технический облик АСУТП, как правило, определяется в виде технических требований или технического задания (технической части контракта). Однако для АСУТП мощных энергоблоков электростанций, характеризующихся большим информационным масштабом и сложными алгоритмами контроля и управления, указанные документы представляются объемными и соответственно технический облик создаваемой системы получается “размытым” (основные концептуальные позиции скрыты за множеством деталей). В этом случае целесообразно формирование технического облика создаваемой АСУТП в виде отдельного документа – концепции [в формировании документа “Концепция модернизации АСУТП энергоблока 1200 МВт ст. № 9 Костромской ГРЭС (Волгореченск, 2000) принимали участие специалисты Костромской ГРЭС: О. Е. Таран, В. Е. Назаров, В. Ф. Быстров, А. П. Куражев, Л. Б. Коровин, Ю. М. Аникин, А. А. Ермошкин].

Под концепцией понимается наиболее общая руководящая система взглядов на технический облик системы управления и на технологию перехода от существующей СКУ (ИВС) к новой полномасштабной АСУТП энергоблока.

Для энергоблока 1200 МВт Костромской ГРЭС необходимость формирования концепции модернизации АСУТП была обусловлена, в частности, следующими техническими и организационными причинами:

заменой широкой номенклатуры разнородных технических средств автоматизации на единый программно-технический комплекс (ПТК);

решением в единой АСУТП сложных задач контроля и управления как тепломеханического, так и электротехнического оборудования;

незавершенностью процесса становления новой технологии создания полномасштабных АСУТП на базе современных ПТК;

участием в модернизации большого числа организаций-соисполнителей, каждая из которых имеет собственное видение создаваемой системы.

Концепция в концентрированном виде отражает взгляды заказчика (электростанции) на создаваемую АСУТП и содержит следующие основные положения:

технологические основы модернизации АСУТП энергоблока;  
оценку текущего состояния действующей СКУ (ИВС) энергоблока;  
основополагающие решения по создаваемой АСУТП энергоблока;

технологию модернизации СКУ энергоблока.

При разработке концепции учитывались:

опыт эксплуатации существующей СКУ энергоблока;  
общие концептуальные требования заказчика, направленные на расширение функциональных возможностей системы управления энергоблоком;  
потенциальные возможности современных ПТК.

В настоящей статье приведены основные положения концепции модернизации АСУТП энергоблока 1200 МВт Костромской ГРЭС.

*Технологические основы модернизации АСУТП* энергоблока включают в себя краткую характеристику оборудования и режимов его работы, а также технологические направления совершенствования существующей СКУ.

В состав энергоблока 1200 МВт входят [3]:  
котлоагрегат ТГМП-1202 (Пп-3950/255-ГМ);  
турбоагрегат К-1200-240-3;  
генератор типа ТВВ-1200-2УЗ;  
вспомогательное оборудование.

Основное технологическое оборудование энергоблока способно проработать еще не менее 30 лет при условии эксплуатации преимущественно в базовом режиме и принятии мер по продлению срока службы металла.

Создаваемая АСУТП должна обеспечить функционирование энергоблока во всех режимах его работы.

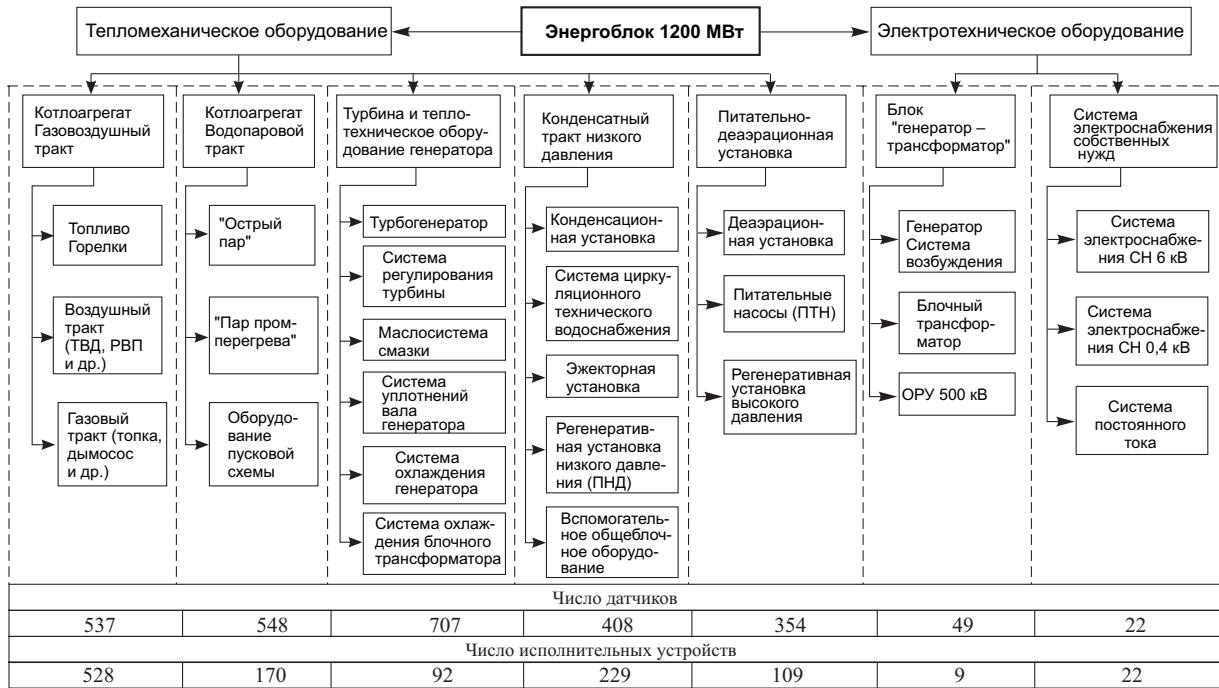


Рис. 1. Развивка оборудования энергоблока по технологическим зонам (функциональным подсистемам создаваемой АСУТП)

В основу технической структуры создаваемой АСУТП положено иерархическое построение оборудования энергоблока и его разбивка по технологическим зонам (рис. 1). Информационный масштаб соответствующих функциональных подсистем определяется числом датчиков и исполнительных устройств.

При создании полномасштабной АСУТП энергоблока 1200 МВт должны быть учтены существующие в настоящее время технологические ограничения (особенности), основными из которых являются следующие:

энергоблок в регулировочном диапазоне нагрузок работает на скользящем давлении (регулирующие клапаны турбины полностью открыты);

автоматическое регулирование заданного расхода топлива (тепловой нагрузки) затруднительно: расходные характеристики четырех параллельно включенных газовых клапанов неудовлетворительны, клапаны недостаточно; регулирование расхода мазута на котел осуществляется одним регулирующим клапаном, расход мазута по полутопкам не регулируется;

типовая схема регулирования общего воздуха неработоспособна: переходные процессы по оборотам трех параллельно работающих ТВД при скачкообразных изменениях МУТ приводных турбин носят характер слабозатухающих колебаний с временем переходного процесса примерно 60 с;

типовая схема температурной коррекции для регулятора питания котла неработоспособна: сигнал по температуре пара за ВРЧ является непредставительным (формируется в зоне, близкой к зоне максимальной теплоемкости).

При разработке алгоритмов контроля и управления создаваемой АСУТП необходимо учесть данные технологические ограничения.

В целом основными технологическими направлениями совершенствования СКУ энергоблока являются:

переход на более высокий уровень качества регулирования параметров первичного и вторичного пара (повышение точности стабилизации параметров пара);

повышение качества экономичного сжигания топлива и ограничение доли вредных выбросов не выше ПДК;

выдерживание оптимальных соотношений вода – топливо – воздух с выдачей на экраны дисплеев данных по количеству, скорости и ускорению изменений соотношений, а также рекомендаций оператору по ведению режима;

мониторинг (непрерывное наблюдение, оценка и прогноз состояния) металла котла и металла турбины;

мониторинг водно-химического режима блока для его автоматической корректировки;

автоматический учет выработки ресурса оборудованием энергоблока с целью планирования своевременного вывода в резерв, проведения ремонтов и замен.

Технические средства автоматизации энергоблока можно разбить на три группы:

датчики (источники входных сигналов);

технические средства центральной информационной и управляющей частей СКУ;

исполнительные устройства.

Оценка состояния датчиков по выделенным критериям (табл. 1) показала, что значительная часть датчиков морально и физически устарела и нуждается в замене. В первую очередь, должны быть заменены датчики с ненормированными выходными сигналами (310 датчиков). Желательно осуществить также частичную замену особо ответственных датчиков с нормированным сигналом 0 – 5 мА на датчики 4 – 20 мА. Дискретные датчики ЭКМ (282 датчика) могут быть сняты, так как функции этих приборов реализуются в ПТК преобразованием соответствующих аналоговых сигналов.

Из анализа состояния технических средств центральной информационной и управляющей частей СКУ по выделенным критериям (табл. 2) следует, что подавляющая часть технических средств несовместима с современными ПТК и их эксплуатация в составе создаваемой АСУТП нецелесообразна.

Исполнительные устройства существующей СКУ находятся в рабочем состоянии и обеспечивают штатное функционирование энергоблока. При подготовке исполнительных устройств к экс-

плуатации в составе создаваемой АСУТП необходимо:

проводить их ревизию (оценку состояния, анализ характеристик, принятие решения о замене);  
обеспечить требуемые стандартными алгоритмами ПТК объемы информационных сигналов о состоянии исполнительных устройств.

Оценка реализованных функций существующей СКУ энергоблока по выбранным критериям (табл. 3) говорит о высокой степени освоенности функций существующей системы управления и возможности реализации их на современном ПТК (значительная часть функций является стандартной для ПТК).

Вместе с тем, большая часть отработанных алгоритмов нестандартных функций при их реализации средствами ПТК нуждается в существенной доработке.

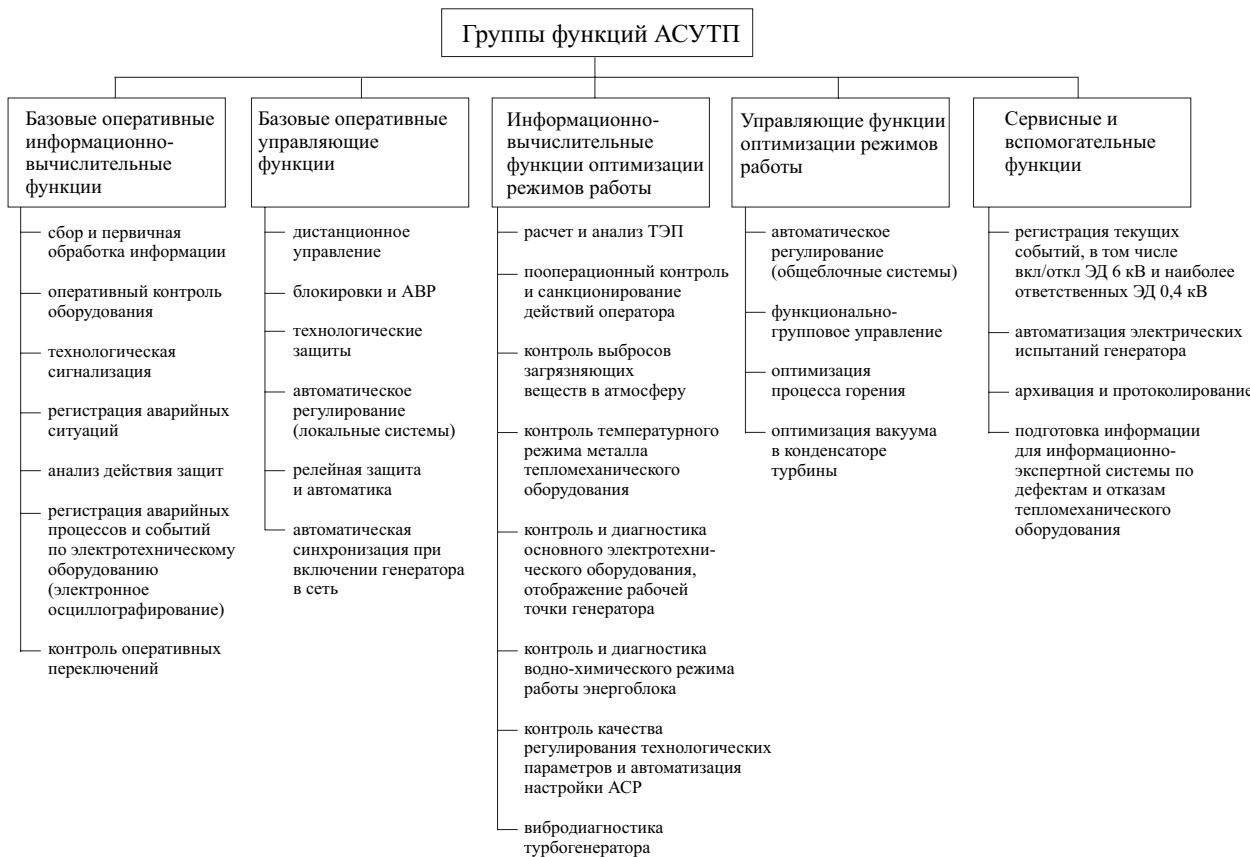
*Цель создания и основные задачи АСУТП.* Создаваемая полномасштабная АСУТП энергоблока 1200 МВт должна обеспечить стабильный уровень достигнутых технико-экономических показателей работы энергоблока и необходима для своевременной замены существующей устаревшей СКУ.

Таблица 1

## Оценка состояния датчиков (источников сигналов)

Критерий оценки	Аналоговые сигналы								Дискретные сигналы	
	Давление, расход, уровень, перепад давления, разжение		Температура			Механические величины, аналитические величины и др.		Электрические параметры		
	нормированные 0 – 5 мА	ненормированные (ДТД и др.)	ТП	ТС	ненормированная	нормированные 0 – 5 мА	ненормированные	нормированные 0 – 5 мА	ненормированные	
Общее число датчиков	561	222	594	702	5	51	64	125	19	282
Состояние датчиков	В основном морально устарели	Морально и физически устарели	В основном морально устарели	В основном морально устарели	Морально и физически устарели	В основном морально устарели	Морально и физически устарели	В основном морально устарели	Морально и физически устарели	Морально устарели
Совместимость с современным ПТК	Совместимы	Несовместимы	В основном совместимы	В основном совместимы	Несовместимы	Совместимы	Несовместимы	Совместимы	Несовместимы	Совместимы
Возможность эксплуатации в составе создаваемой АСУТП	Возможна	Невозможна	Возможна	Возможна	Невозможна	Возможна	Возможна в составе автономной подсистемы (ТЗ)	Возможна	Возможна в составе автономной подсистемы	Возможна
Целесообразность эксплуатации в составе создаваемой АСУТП	Нецелесообразна (желательна замена на 4 – 20 мА)	Нецелесообразна (должны быть заменены)	Целесообразна	Целесообразна	Нецелесообразна (желательна замена на 4 – 20 мА)	Нецелесообразна (должны быть заменены)	Нецелесообразна (желательна замена на 4 – 20 мА)	Нецелесообразна (должны быть заменены)	Нецелесообразна (функция прибора реализуется в ПТК)	Нецелесообразна (функция прибора реализуется в ПТК)

Примечание. ДТД – дифтрансформаторные датчики; ТП – термопара; ТС – термосопротивление; ЭКМ – электроконтактный манометр; ТЗ – технологические защиты.

**Рис. 2. Функциональное описание АСУТП****Таблица 2****Оценка состояния технических средств центральной информационной и управляющей частей существующей СКУ**

Критерий оценки	Технические средства центральной информационной и управляющей частей СКУ									
	Нормирующие преобразователи	ИВС	Технические средства контроля на индивидуальных приборах	Технические средства технологических защит и сигнализации	Технические средства контроля генератора	Технические средства вибродиагностики	Технические средства дистанционного управления на БЦУ	Технические средства автoreгулирования	Технические средства управления блокировок и АВР	Пускатели (усилители)
Номенклатура технических средств	Ш-71, Ш-72, Ш-78, Ш-73 и др.	СМ-2М, М-60 и др.	Показывающие приборы – КПД, КПУ, КПП и др. Самопишущие приборы – КСУ, КСП и др.	УКТЗ, блоки сигнализации БСИМ, БСУМ и др.	А-701-03, устройство связи с СМ-2М	“Турботест”, BNC (Bently NEVADA)	Ключи управления, БУ-21, ИСУ	АКЭСР-1, КАСКАД	Панели УЛУ-1: БВР, БУД, БУЗ и др.	Сборки РТЗО: ПМЕ-211, ПБР, У22 и др.
Состояние технических средств	Морально и физически устарели	Морально и физически устарели	Морально и физически устарели	Морально устарели	Морально и физически устарели	Могут эксплуатироваться длительное время	Морально устарели	Морально и физически устарели	Морально устарели	Морально устарели
Совместимость с современными ПТК	Совместимы	Несовместимы	Несовместимы	Несовместимы	Несовместимы	Совместимы	Совместимы	Несовместимы	Несовместимы	Совместимы
Возможность эксплуатации в составе создаваемой АСУТП	Возможна	Невозможна	Возможна в качестве резервных подсистем	Возможна в качестве автономной подсистемы	Невозможна	Возможна	Возможна в качестве резервной подсистемы	Возможна в качестве автономных (локальных) подсистем	Невозможна	Возможна
Целесообразность эксплуатации в составе создаваемой АСУТП	Нецелесообразна	Нецелесообразна	Нецелесообразна	Нецелесообразна	Нецелесообразна	Целесообразна	Целесообразна	Нецелесообразна	Нецелесообразна	В основном целесообразна

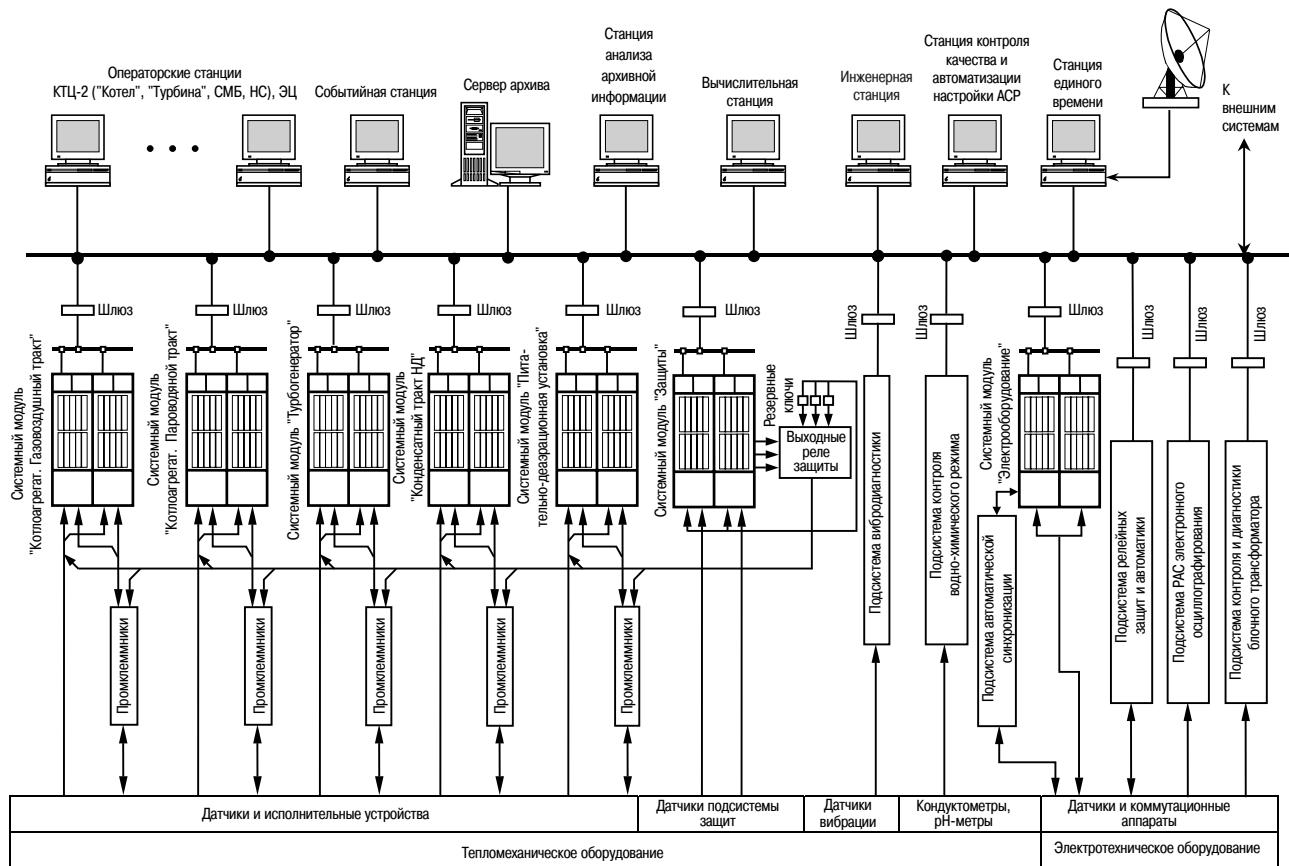


Рис. 3. Вариант технической структуры АСУТП энергоблока 1200 МВт КГРЭС

Необходимым условием достижения поставленной цели является решение создаваемой АСУТП следующих задач:

предоставление оперативному персоналу достаточной, достоверной и своевременной информации о протекании технологических процессов, о состоянии оборудования энергоблока и технических средств АСУТП;

автоматизированное управление исполнительными устройствами во всех режимах работы энергоблока при обеспечении безопасной эксплуатации этого оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов.

Достаточным условием достижения поставленной цели является решение задачи оптимального ведения технологического процесса по обоснованным критериям при допустимых ограничениях режимов работы энергоблока.

Решение сформулированных задач осуществляется путем реализации функций создаваемой полномасштабной АСУТП.

*Функциональное описание полномасштабной АСУТП.* Формирование групп функций предложенного описания (рис. 2) выполнено в соответствии с основными задачами АСУТП:

базовые оперативные информационные функции должны обеспечить предоставление оперативному и ремонтному персоналу достаточной, достоверной и своевременной информации о протекании технологических процессов, о состоянии оборудования;

базовые оперативные управляющие функции должны обеспечить автоматизированное безопасное управление технологическим оборудованием энергоблока;

информационно-вычислительные и управляющие функции оптимизации режимов работы должны обеспечить экстремальные (наилучшие) значения критериев, характеризующих качество ведения технологических процессов.

Назначение и основные характеристики функций сведены в табл. 4.

*Техническая структура АСУТП энергоблока.* Формирование технической структуры АСУТП энергоблока (рис. 3) выполнено на основе:

разбики оборудования энергоблока на технологические зоны (см. рис. 1);

учета архитектуры базового ПТК, включающей управляющий комплекс (группы контроллеров, объединенные в системные модули), информационно-вычислительный комплекс (компьютеры рабочих станций) и сетевой комплекс (системная сеть, контроллерные сети);

обеспечения информационно-технической совместимости базового ПТК АСУТП со специализированными подсистемами, реализующими особые функции (подсистемы вибродиагностики, контроля водно-химического режима и др.), и АСУ общестанционного уровня (внешними системами).

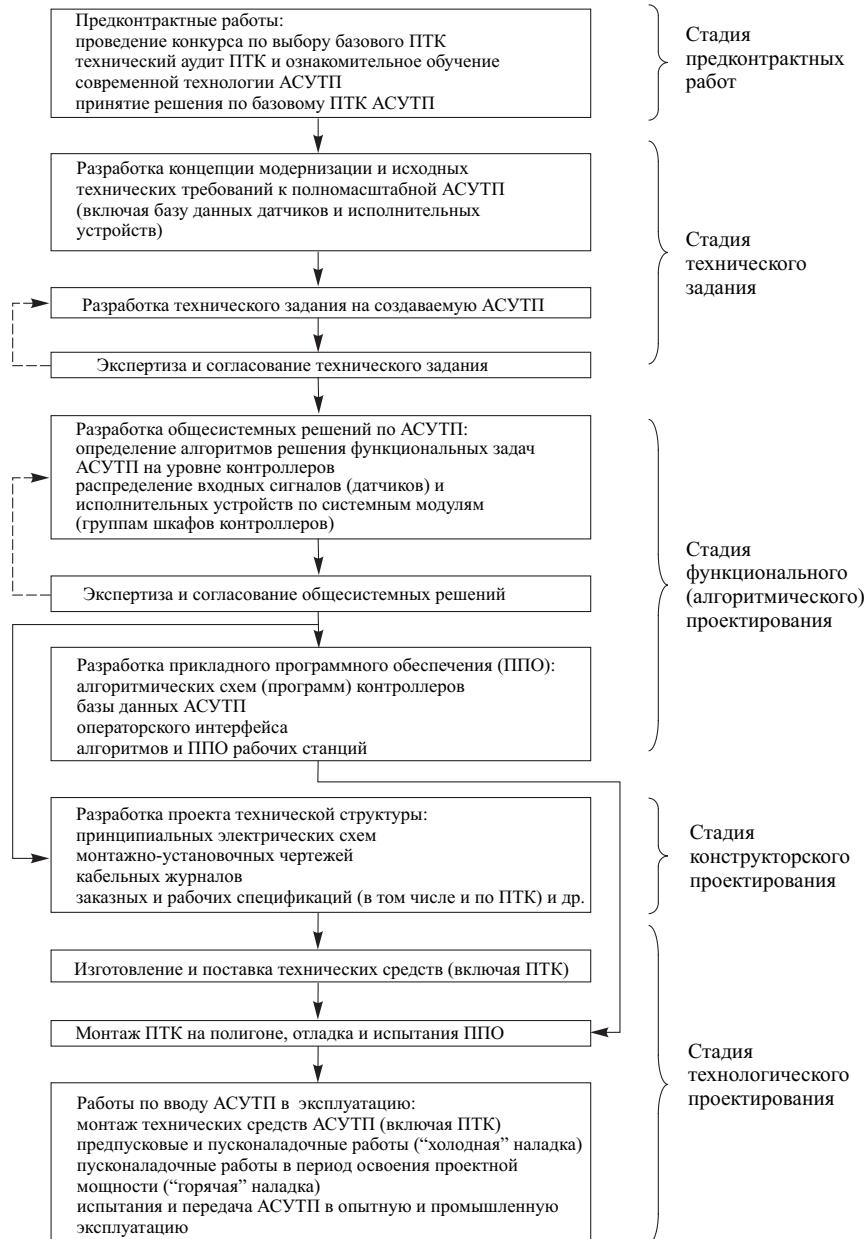


Рис. 4. Основные этапы технологии создания полномасштабной АСУТП энергоблока 1200 МВт на базе современного ПТК

Центральным компонентом (ядром) технической структуры АСУТП энергоблока является проектно-компонуемый базовый ПТК "Квинт" [4].

Элементы технической структуры АСУТП совместно с общесистемным и фирменным программным обеспечением ПТК образуют единую информационно-техническую среду, в которой реализуются в виде прикладного программного обеспечения алгоритмы функций контроля и управления системы.

*Прикладное программное обеспечение и тренажерный комплекс АСУТП энергоблока.* Разработка прикладного программного обеспечения (ППО) осуществляется в основном средствами проектирования базового ПТК (САПР "Квинт").

На уровне контроллеров (так называемый, "нижний" уровень АСУТП) алгоритмы контроля и

управления реализуются в виде алгоритмических схем (технологических программ контроллеров).

На уровне рабочих станций (так называемый, "верхний" уровень АСУТП) алгоритмы реализуются в виде:

- баз данных;
- видеограмм (мнемосхемы, объектные окна, списки, графики);
- расчетных программ;
- форм протоколов и выходных документов.

Прикладное программное обеспечение функционирует в единой информационно-технической среде системы и служит основным средством реализации функций полномасштабной АСУТП энергоблока.

Прикладное программное обеспечение должно предусматривать возможность тестирования с це-

Таблица 3

## Оценка функций существующей системы управления

Критерий оценки	Функции										
	ИВС						Представление информации на автономных средствах	Вибродиагностика турбогенератора	Дистанционное управление (ДУ)	Авторегулирование	Технологические защиты
	Оперативный контроль оборудования (ОКО)	Регистрации аварийных ситуаций (РАС)	Анализ действий защит (АДЗ)	Расчет технико-экономических показателей (ТЭП)	Оптимизация вакуума в конденсаторе	Регистрация переходных процессов					
Степень освоения функции в штатной эксплуатации	Полностью освоена	Полностью освоена	Полностью освоена	Полностью освоена	Полностью освоена	Полностью освоена	Полностью освоена	Полностью освоена	В основном освоена (защиты на снижении нагрузки не внедрены)	В основном освоена	Полностью освоена
Возможность реализации функции на современном ПТК	Возможна (стандартная функция ПТК)	Возможна (стандартная функция ПТК)	Возможна	Возможна	Возможна	Возможна (стандартная функция ПТК)	Невозможна	Возможна (стандартная функция ПТК)	Возможна (стандартная функция ПТК)	Возможна (стандартная функция ПТК)	Возможна (стандартная функция ПТК)
Удовлетворяет ли алгоритм реализации функции потребности эксплуатации	В основном удовлетворяет	В основном удовлетворяет	В основном удовлетворяет	В основном удовлетворяет	Удовлетворяет	В основном удовлетворяет	Удовлетворяет	Удовлетворяет	Удовлетворяет	Удовлетворяет	Удовлетворяет
Целесообразность реализации в ПТК отработанного алгоритма функции	Алгоритм нуждается в доработке	Алгоритм нуждается в доработке	Алгоритм нуждается в доработке	Алгоритм нуждается в доработке	Целесообразна	Нецелесообразна	Нецелесообразна	Нецелесообразна	Нецелесообразна	Целесообразна	Целесообразна

лью оценки качества выполнения реализуемых функций АСУТП.

В комплекте поставки АСУТП энергоблока должен быть предусмотрен полномасштабный все режимный тренажерный комплекс с моделями рабочих мест и обучающими программами для подготовки оперативного персонала электростанции.

Операторский интерфейс тренажерного комплекса должен быть полностью идентичен интерфейсу операторских станций в составе АСУТП энергоблока.

**Технология создания АСУТП энергоблока.** Работы по модернизации СКУ энергоблока должны проводиться в соответствии с новой технологией создания полномасштабной АСУТП на базе современного ПТК (рис. 4).

Отличительные черты новой технологии [5, 6]: ведущую роль в разработке АСУТП играет фирма – поставщик базового ПТК, которая выступает в роли генподрядчика (проектная, наладочная и научная организации являются субподрядчиками);

особую роль и ответственность приобретают этапы технологии, связанные с созданием приклад-

ного программного обеспечения как на уровне рабочих станций, так и на уровне контроллеров;

появляются новые этапы создания АСУТП, связанные с отладкой и испытаниями системы на полигонах;

становится необходимой экспертиза основных технических решений по АСУТП с учетом их многообразности и сложности, а также активное участие на всех стадиях работ межцеховой рабочей группы электростанции.

## Выходы

- Показана необходимость разработки концепции модернизации АСУТП как важного этапа работ по созданию полномасштабных АСУТП мощных энергоблоков ТЭС.

- Изложены основные положения концепции модернизации АСУТП мощного энергоблока как основного руководящего документа, отражающего взгляды заказчика на создаваемую систему на примере энергоблока 1200 МВт Костромской ГРЭС.

Таблица 4

## Функции новой АСУТП энергоблока 1200 МВт Костромской ГРЭС

Группа функций	Функция	Назначение функции	К какому оборудованию относится функция		Апробированность функции на энергоблоке	
			тепло-механическое	электротехническое	мо-дернизируемая	новая
Базовые оперативные информационно-вычислительные функции	Сбор и первичная обработка информации	Ввод и первичная обработка (линеаризация, фильтрация, масштабирование, усреднение, проверка на достоверность и др.) аналоговых и дискретных сигналов	+	+	+	
	Оперативный контроль оборудования	Отображение информации о состоянии оборудования на экранах операторских станций и табло коллективного пользования в формах мнемосхем, таблиц, трендов, гистограмм, справок и др.	+	+	+	
	Технологическая сигнализация	Сигнализация на событийных и операторских станциях сообщений об отклонениях параметров, об аварийных отключениях двигателей, о срабатывании АВР и блокировок и др.	+	+	+	
	Регистрация аварийных ситуаций	Накопление и представление информации о процессе возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций путем регистрации соответствующих технологических параметров	+		+	
	Анализ действия защит	Оперативная (в темпе процесса) проверка правильности действия защит в части выполнения необходимых технологических операций, предписанных алгоритмами защит	+		+	
	Регистрация аварийных процессов и событий (электронное осциллографирование)	Обнаружение аварийных и предаварийных событий, регистрация быстрых аналоговых и дискретных сигналов		+		+
Базовые оперативные управляющие функции	Контроль оперативных переключений	Анализ оперативных переключений электротехнического оборудования (ОРУ 550 кВ, блок "генератор – трансформатор", КРУ 6 кВ) и предупреждения оперативного персонала о его неправильных действиях		+		+
	Дистанционное управление	Индивидуальное или групповое воздействие оператора на исполнительные устройства, изменения заданий регуляторам, запуска программ логического управления и др. Дистанционное управление должно осуществляться с использованием рабочих станций операторов. Должны быть предусмотрены резервные ключи управления (на останов) для объектов котлонадзора и газового надзора	+	+	+	
	Блокировки и АВР (тепломеханическое оборудование)	Формирование блокировочных воздействий типа "запретить", "закрыть (открыть)", "включить (отключить)" на исполнительные устройства и для автоматического включения резерва для механизмов собственных нужд	+		+	
	Блокировки и АВР (электротехническое оборудование)	Оперативная блокировка и переводы электроснабжения секций КРУ 6 кВ и РУСН 0,4 кВ с рабочих источников на резервные и обратно, включая блокировку разъединителей и коммутационных аппаратов		+		+
	Технологические защиты	Обеспечение безопасной работы оперативного персонала и оборудования энергоблока путем экстренного автоматического перевода защищаемого оборудования в безопасное состояние в случае возникновения аварийной и предаварийной ситуаций. Состав функции определяется перечнем технологических защит	+		+	
	Автоматическое регулирование (локальные системы)	Автоматическое поддержание требуемых значений технологических параметров автономных объектов регулирования. Содержание функции определяется перечнем локальных автоматических регуляторов	+		+	
Базовые производственные функции	Релейная защита и автоматика	Релейная защита электродвигателей 6 кВ, защита блока "генератор – трансформатор", трансформаторов собственных нужд и вспомогательного электротехнического оборудования		+	+	
	Автоматическая синхронизация при включении генератора в сеть	Включения синхронного генератора энергоблока в сеть и обеспечение воздействия на регулятор скорости турбины с целью достижения оптимального скольжения и формирования импульса на включение выключателя		+		+

## Список литературы

1. АСУТП теплофикационного энергоблока на базе ПТК "Квинт"/ Давыдов Н. И., Назаров А. А., Смородов В. В. и др. – Техлоэнергетика, 1996, № 10.
2. Грехов Л. Л., Биленко В. А., Струков А. П. Модернизация системы управления блоком № 10 500 МВт Рефтинской ГРЭС. – Приборы и системы управления, 1998, № 8.
3. Результаты освоения и доведения до проектных показателей оборудования энергоблока 1200 МВт / Батунов Г. К., Калиничев В. М., Коровин Л. Б., Таран О. Е. – Электрические станции, 1999, № 7.
4. Программно-технический комплекс "Квинт"/ Курносов Н. М., Певзнер В. В., Уланов А. Г. и др. – Техлоэнергетика, 1993, № 10.
5. Тверской Ю. С. Автоматизация котлов с пылесистемами прямого вдувания. М.: Энергоатомиздат, 1996.
6. Модернизация АСУТП электростанций / Тверской Ю. С., Таламанов С. А., Мурин А. В., Тверской М. Ю. – Техлоэнергетика, 1998, № 10.

## Продолжение таблицы 4

Информационно-вычислительные функции оптимизации режимов работы оборудования	Расчет и анализ технико-экономических показателей	Расчет показателей экономичности энергоблока, обеспечения оптимальности режимов работы оборудования, выявления резервов экономии энергетических затрат	+	+	+	
	Пооперационный контроль и санкционирование действий оператора	Автоматический контроль выполнения условий и санкционирование определенных действий оператора по включению и отключению оборудования, закрытию или открытию задвижек или других действий оператора по управлению энергоблоком	+			+
	Контроль выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	Регистрация объемов выбросов загрязняющих веществ ( $\text{NO}_x$ , $\text{CO}_2$ , $\text{SO}_2$ , зола мазута, сажа), анализ причин их отклонения от нормативных	+			+
	Контроль температурного режима металла	Мониторинг (регулярное наблюдение, оценка и прогнозирование состояния) металла котла (гибов, напряженных элементов) и металла турбины	+			+
	Контроль качества регулирования технологических параметров и автоматизация настройки АСР	Оценка показателей качества регулирования технологических параметров и диагностирование работоспособности соответствующих автоматических регуляторов. Расчет оптимальных параметров алгоритмов автоматического регулирования контроллеров с целью обеспечения качественной работы АСР	+			+
	Контроль и диагностика основного электротехнического оборудования	Контроль состояния и диагностика генератора, системы возбуждения, электрической части системы регулирования турбины, блочного трансформатора, электродвигателей 6 кВ		+		+
	Отображение рабочей точки генератора и границ допустимой области его работы	Представление оперативному персоналу диаграммы мощности генератора и запасов его реактивной мощности при недовозбуждении и перевозбуждении с сигнализацией аварийного режима		+		+
	Контроль и диагностика водно-химического режима энергоблока	Обеспечение оперативного персонала энергоблока информацией о химических процессах, происходящих в вододаровом тракте энергоблока (реализуется системой контроля и диагностики водно-химического режима энергоблока фирмы "ИНЭКОТЕХ")	+		+	
Управляющие функции оптимизации режимов работы оборудования	Вибродиагностика турбогенератора	Контроль и диагностика вибрации подшипников и вала ротора турбогенератора (реализуется специализированными подсистемами "Турботест" и "Bently Nevada")	+		+	
	Автоматическое регулирование (общеблочные системы)	Автоматическое поддержание требуемых значений общеблочных параметров (регуляторы мощности, топлива, питания, общего воздуха и др.)	+		+	
	Функционально-групповое управление	Логическое управление оборудованием котлоагрегата (автоматический розжиг и отключение горелки, пуск – останов ТВД, включение – отключение дымососов, подключение паропререгревателя, программный перевод котла на прямоточный режим работы и др.), логическое управление турбиной и теплотехническим оборудованием генератора (пуск и останов паровой турбины, управление вспомогательными системами турбогенератора), логическое управление оборудованием конденсатного тракта низкого давления (управление вакуумной системой, управление КЭН, включение – отключение ПНД и др.) и логическое управление питательно-деаэрационной установкой (пуск – останов ПТН, включение – отключение ПВД и др.)	+		+	
	Оптимизация процесса горения в топке котлоагрегата	Определение наиболее экономичного и (или) экологичного режима работы котлоагрегата, в том числе наиболее экономичного соотношения топлива и воздуха, подаваемых в топку котла во всех режимах его работы, с целью последующего его поддержания автоматическими системами	+			+
Сервисные и вспомогательные функции	Оптимизация вакуума в конденсаторе турбины	Оперативное определение параметров оптимального режима работы конденсационной, циркуляционной и воздухоудаляющей установок энергоблока. Функция должна работать как в режиме совета, так и в режиме управления	+		+	+
	Регистрация текущих событий, в том числе вкл/откл ЭД 6 кВ и наиболее ответственных ЭД 0,4 кВ	Регистрация текущих значений аналоговых и дискретных параметров, состояния исполнительных устройств, в том числе вкл/откл ЭД 6 кВ и наиболее ответственных ЭД 0,4 кВ, состояния контуров регулирования и программ логических автоматов	+	+		+
	Архивация и протоколирование	Ведение архива информации о технологических параметрах, переключениях в технологических схемах, работе АСУТП и др. Должны генерироваться суточная ведомость блока, пусковая ведомость переключений и др.	+	+	+	
	Автоматизация электрических испытаний генератора	Автоматическое снятие по определенной программе характеристик холостого хода и трехфазного короткого замыкания генератора		+		+
Подготовка информации для информационно-экспертной системы по дефектам и отказам тепломеханического оборудования	Подготовка информации для информационно-экспертной системы по дефектам и отказам тепломеханического оборудования	Подготовка информации по произошедшим отказам и обнаруженным дефектам тепломеханического оборудования с целью ее последующего использования в информационно-экспертной системе	+			+

## Влияние топливообеспечения ТЭС на ее технико-экономические и финансовые показатели (на примере ОАО “Рязанская ГРЭС”)

Морозов В. В., инж., Шкрабов А. Б., канд. физ.-мат. наук, Говсиевич Е. Р., канд. эконом. наук, Мельников А. П., инж., Эдельман В. И., доктор эконом. наук, Векслер Ф. М., инж.

**ОАО “Рязанская ГРЭС” – ОАО “НИИ экономики энергетики” – ОАО “Фирма ОРГРЭС”**

В условиях нестабильности и кризисных явлений на рынке угля РФ при его формировании и развитии особое значение имеет эффективное использование экономических механизмов снижения затрат на топливо и повышения надежности топливообеспечения ТЭС. При этом особую актуальность приобретает проблема оптимизации топливообеспечения ТЭС с учетом динамики развития и нестабильности функционирования рынка угля.

Необходимым условием решения указанной проблемы является комплексный анализ влияния топливообеспечения на технико-экономические и финансовые показатели ТЭС.

В настоящей статье рассматривается методика комплексного анализа влияния топливообеспечения на технико-экономические и финансовые показатели ТЭС, основанная на определении изменения прибыли при переходе от базового к альтернативным вариантам топливообеспечения, связанным с использованием различных угольных смесей.

Изменение прибыли при переходе от базового к различным альтернативным вариантам угольных смесей определяется как разность изменения стоимости реализованной электро- и теплоэнергии и суммарного изменения затрат на производство указанной продукции

$$\Delta P = \Delta P - \Delta Z_{\Sigma}, \quad (1)$$

где  $\Delta P$  – изменение прибыли, млн. руб.;  $\Delta P$  – изменение стоимости реализованной электро- и теплоэнергии, млн. руб.;  $\Delta Z_{\Sigma}$  – суммарное изменение затрат на производство электро- и теплоэнергии, млн. руб.

Изменение стоимости реализованной электроэнергии определяется как разность стоимости реализованной электроэнергии для альтернативных и базового вариантов угольной смеси

$$\Delta P = P_3 - P_3^{\delta} = (\mathcal{E}T_3 - \mathcal{E}^{\delta}T_3^{\delta}) \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

где  $P_3$  – стоимость реализованной электроэнергии, млн. руб.;  $\mathcal{E}$  – отпуск электроэнергии с шин, млн. кВт·ч;  $T_3$  – тариф на отпуск электроэнергии, руб/(МВт·ч).

Изменение суммарных затрат определяется как сумма изменений составляющих затрат

$$\Delta Z_{\Sigma} = \Delta Z_1 + \Delta Z_2 + \Delta Z_3 + \Delta Z_4 + \Delta Z_5 + \Delta Z_6 + \\ + \Delta Z_7 + \Delta Z_8 + \Delta Z_9 + \Delta Z_{10} + \Delta Z_{11} + \Delta Z_{12}, \quad (3)$$

где  $\Delta Z_{\Sigma}$  – изменение суммарных затрат на производство электроэнергии и отпуск теплоэнергии, млн. руб.;  $\Delta Z_1$  – изменение затрат на покупку и перевозку на ТЭС угольного топлива, млн. руб.;  $\Delta Z_2$  – изменение затрат на разгрузку, складирование и подачу угольного топлива, млн. руб.;  $\Delta Z_3$  – изменение затрат на ремонт систем разгрузки, складирования и подачи угольного топлива, млн. руб.;  $\Delta Z_4$  – изменение затрат на ремонт основного и вспомогательного котельного оборудования, млн. руб.;  $\Delta Z_5$  – изменение затрат на расщаковывание котлов, млн. руб.;  $\Delta Z_6$  – изменение затрат на золоулавливание, млн. руб.;  $\Delta Z_7$  – изменение затрат на ремонт систем золоулавливания, млн. руб.;  $\Delta Z_8$  – изменение затрат на золоудаление, млн. руб.;  $\Delta Z_9$  – изменение затрат на ремонт систем золоудаления, млн. руб.;  $\Delta Z_{10}$  – изменение затрат на хранение золы, млн. руб.;  $\Delta Z_{11}$  – изменение затрат на плату за выбросы золы, млн. руб.;  $\Delta Z_{12}$  – изменение затрат на плату за выбросы  $\text{SO}_2$ , млн. руб.

Изменение составляющих затрат при переходе от базового к альтернативным вариантам угольных смесей определяется системой уравнений вида

$$\Delta Z_i = Z_i - Z_i^{\delta}, \quad (4)$$

где  $\Delta Z_i$  –  $i$ -е изменение затрат ( $i = 1 \div 12$ ), млн. руб.;  $Z_i$ ,  $Z_i^{\delta}$  –  $i$ -е затраты для альтернативного и базового вариантов, млн. руб.

Приведенный методический подход использован для анализа максимально возможной экономической эффективности топливообеспечения I очереди Рязанской ГРЭС для условий, когда отсутствуют ограничения на реализацию дополнительно отпускаемой электроэнергии. При рассмотрении реального изменения экономического эффекта при использовании вариантов угольных смесей необходимо

ходимо ввести ограничения на изменение стоимости реализованной электроэнергии.

Целесообразность отдельного рассмотрения анализа потенциальной максимально возможной экономической эффективности топливообеспечения I очереди Рязанской ГРЭС обусловлена следующим:

при рассмотрении проблем обеспечения ТЭС угольным топливом на первом этапе необходимо выявление максимально возможной экономической эффективности вариантов угольных смесей в "чистом виде" с последующим анализом условий реализации ее в конкретных условиях рынка;

при рассмотрении проблем топливообеспечения ТЭС при их неполной загрузке в условиях широкого использования непроектного угольного топлива необходим анализ резервов увеличения отпуска электроэнергии;

сложившаяся в настоящее время ситуация на ФОРЭМ, связанная с ограничением потребности в электроэнергии, является временной; в перспективе формирующиеся тенденции роста промышленного производства в РФ принципиально изменят положение на рынке электроэнергии;

политика уменьшения доли природного газа в топливном балансе электроэнергетики делает реальную ситуацию, при которой может быть увеличен отпуск электроэнергии с I очереди Рязанской ГРЭС, работающей на угольном топливе, при уменьшении отпуска электроэнергии со II очереди, работающей на газе, при сохранении суммарного отпуска электроэнергии.

Изменение максимально допустимой мощности энергоблоков I очереди Рязанской ГРЭС и затрат в зависимости от качества угольного топлива определялось на основании экспертных оценок ОРГРЭС, НИИЭЭ и Рязанской ГРЭС с учетом опыта сжигания на I очереди Рязанской ГРЭС угольного топлива различных марок.

Основу угольного баланса I очереди Рязанской ГРЭС составляют канко-ачинские угли (КАУ) [1, 2]. Выбор КАУ определен комплексом технико-экономических факторов с учетом дефицита, высокой стоимости, существенных отклонений от

проектных значений качественных характеристик подмосковного угля.

Изменение прибыли определялось при переходе I очереди Рязанской ГРЭС с базовой (по условиям 2000 г.) на альтернативные угольные смеси.

Альтернативные варианты угольных смесей различались соотношением КАУ отдельных разрезов и подмосковного угля.

Характеристики исходных углей приведены в табл. 1.

Из данных табл. 1 следует, что по условиям 2000 г. самую низкую стоимость (с перевозкой) имеет березовский уголь (527 руб/т условного топлива). КАУ других разрезов, а также подмосковный и прочие угли имеют существенно большую стоимость (678 – 815 руб/т условного топлива), т.е. уменьшение содержания в угольной смеси березовского угля будет приводить к ее удорожанию и соответственно к увеличению затрат на покупку и перевозку угольного топлива.

Зольность КАУ (0,12 – 0,26 т/т условного топлива) значительно ниже, чем для подмосковного и прочих углей (0,66 – 1,4 т/т условного топлива). Содержание серы КАУ (5,5 – 10,6 кг/т условного топлива) также существенно ниже, чем для подмосковного и прочих углей (32 – 69 кг/т условного топлива). Рост доли подмосковного и прочих углей повышает затраты, связанные с золой и серой.

Содержание CaO в золе КАУ (26 – 42%) существенно выше, чем для подмосковного угля (4,1%). Повышение содержания КАУ в угольной смеси, особенно березовского угля, будет приводить к увеличению затрат, связанных со шлакованием котлов.

Характеристики базового и альтернативных вариантов угольных смесей приведены в табл. 2.

Из данных табл. 2 следует, что в базовом варианте угольного баланса основу, как и в 1997–1999 гг., составляли КАУ;

их доля в 2000 г. равнялась 90%;

доля березовского угля составляла 80%;

доля подмосковного угля снижена до 1%.

В альтернативных вариантах принята следующая структура угольных смесей:

75 – 100% КАУ;

Таблица 1

Качественные характеристики и стоимость исходных углей (с перевозкой) для I очереди Рязанской ГРЭС

Уголь	Теплота сгорания, ккал/кг	Содержание золы, % (т/т условного топлива)	Содержание серы, % (кг/т условного топлива)	Содержание CaO в золе, %	Стоимость угля, руб/т условного топлива
Березовский	3513	7,1 (0,14)	0,43 (8,6)	42,0	527
Бородинский	3825	6,4 (0,12)	0,30 (5,5)	25,8	678
Назаровский	3309	7,4 (0,16)	0,50 (10,6)	35,0	794
Переславский	3829	14,0 (0,26)	0,30 (5,5)	–	734
Подмосковный	1855	37,7 (1,40)	1,83 (69,1)	4,1	815
Прочие	3451	32,4 (0,66)	1,59 (32,2)	–	795

0 – 100% березовского угля;  
0 – 75% бородинского угля;  
0 – 25% назаровского угля;  
0 – 25% подмосковного угля.

Отпуск электроэнергии для 22,64 тыс. ч/год работы котлов, 5,66 тыс. ч использования средней нагрузки энергоблока и 6,96% расхода электроэнергии на собственные нужды представлен в табл. 3.

Как следует из данных табл. 3, повышение доли березовского угля в угольном балансе от 0 до 100% приводит к снижению (из-за ограничения максимальной допустимой нагрузки существующих котлов) отпуска электроэнергии (по различным вариантам) с 5292 – 5503 млн. кВт·ч (варианты 5 и 3) до 3810 млн. кВт·ч (вариант 6).

Суммарное изменение затрат, стоимости реализованной электроэнергии и дополнительная прибыль для вариантов угольных смесей приведены в табл. 4.

Из данных табл. 4 следует, что для различных вариантов угольных смесей изменение стоимости реализованной электроэнергии и изменение стоимости затрат вносят качественно и количественно различный вклад в изменение прибыли. Положительное значение изменения прибыли может быть обусловлено как увеличением стоимости реализованной электроэнергии, превышающим увеличение затрат (варианты 7, 8), так и уменьшением за-

трат, опережающим уменьшение стоимости реализованной электроэнергии (вариант 6):

Вариант	6	7	8
Отпуск электроэнергии на рынок, млн. кВт·ч	3810	5292	6350
Суммарное изменение затрат, млн. руб.	–178	283,1	242,7
Изменение стоимости реализации, млн. руб.	–122,9	343,5	676,7
Изменение прибыли, млн. руб.	55,1	60,4	433,9

Из данных табл. 4 также следует, что при тарифе на отпуск электроэнергии 314,8 руб/(МВт·ч) экономическая эффективность топливообеспечения I очереди Рязанской ГРЭС определяется стоимостью угольной смеси. Так, при увеличении доли более дорогого бородинского угля (678 руб/т условного топлива) от 0 до 75% и уменьшении доли менее дорогого березовского угля (527 руб/т условного топлива) от 75% до 0 (при доле подмосковного угля 25%) суммарное изменение затрат при переходе от базового варианта увеличивается от 269 млн. руб до 661 млн. руб., а изменение стоимости реализованной электроэнергии увеличивается от 144 млн. руб. до 410 млн. руб., дополнительная прибыль изменяется от – 126 млн. руб до – 251 млн. руб, т.е. оказывается отрицательной, и убыток будет тем больше, чем выше доля бородинского угля.

Таблица 2

**Состав, качественные характеристики и стоимость (с перевозкой) вариантов угольных смесей для I очереди Рязанской ГРЭС**

Параметр	База	Вариант угольной смеси									
		1	2	3	4	5	6	7	8*	9	10
Доля угля (по теплу), %:											
канского-ачинского	90	75	75	75	75	75	100	85	100	90	80
в том числе:											
березовского	80	75	50	0	25	0	100	85	100	75	60
бородинского	0	0	0	75	50	50	0	0	0	15	20
назаровского	5	0	25	0	0	25	0	0	0	0	0
переяславского	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
подмосковного	1	25	25	25	25	25	0	15	0	10	10
прочих углей	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
Теплота сгорания, ккал/кг	3494	3099	3048	3333	3255	3204	3513	3264	3513	3394	3403
Зольность**, %	10,3	18,9	18,9	19,2	19,1	19,0	7,1	14,8	7,1	12,4	14,8
Содержание серы**, %	0,56	0,97	0,98	0,92	0,94	0,95	0,43	0,78	0,43	0,66	0,76
Содержание CaO в золе, %	40,5	18,6	17,6	11,8	14,2	13,2	42,0	36,3	42,0	26,9	19,7
Стоимость, руб/т условного топлива	578	599	666	712	675	741	527	570	527	578	613

\* На котельных агрегатах, спроектированных для березовского угля.

\*\* На рабочую массу угольной смеси.

Таблица 3

## Отпуск электро- и теплоэнергии на I очереди Рязанской ГРЭС

Параметр	База	Вариант угольной смеси									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Средняя электрическая нагрузка энергоблока, МВт	199	220	230	260	240	250	180	250	300	200	210
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	4515	4981	5207	5887	5434	5660	4075	5660	6792	4528	4755
Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	4201	4657	4868	5503	5080	5292	3810	5292	6350	4233	4445

Примечания: 1. Средняя электрическая нагрузка энергоблока определена на основании экспертных оценок ОРГРЭС и НИИЭЭ с учетом опыта эксплуатации 1 очереди Рязанской ГРЭС. 2. Установленная электрическая мощность энергоблока I очереди Рязанской ГРЭС равна 260 МВт.

В рассмотренном примере базовый вариант, в котором доля березовского угля составляет 80%, оказывается более эффективным.

Повышение тарифа на отпуск электроэнергии с 314,8 руб/(МВт·ч) в 2000 г. до 527,7 руб/(МВт·ч) в 2001 г. расширяет угольную базу Рязанской ГРЭС и делает экономически эффективной увеличение в угольном балансе углей, которые в большей степени соответствуют технологическим

условиям использования угольного топлива на I очереди Рязанской ГРЭС, в том числе подмосковного угля и канского-ачинских углей ряда новых перспективных месторождений.

Перспективные варианты угольных балансов I очереди Рязанской ГРЭС приведены в табл. 5.

Показатели экономической эффективности рассматриваемых вариантов топливообеспечения I очереди Рязанской ГРЭС представлены в табл. 6.

Таблица 4

## Изменение затрат на производство электро- и теплоэнергии, стоимости реализованной электроэнергии и дополнительная прибыль для I очереди Рязанской ГРЭС для вариантов угольных смесей

Показатель	Вариант угольной смеси									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Изменение затрат, млн. руб., на:										
покупку и транспорт угля	108,6	257,5	470,3	313,7	475,6	-140,8	173,1	235,7	1,3	89,9
разгрузку, складирование и подачу угля	2,9	3,9	4,2	3,4	4,3	-1,2	4,0	5,1	0,4	0,9
ремонт систем разгрузки, складирования и подачи угля	3,4	4,4	4,8	3,9	4,9	-1,4	4,5	5,8	0,4	1,1
ремонт основного и вспомогательного котельного оборудования	15,6	17,5	20,1	17,6	19,5	-3,2	13,3	6,7	3,9	6,1
расплаковывание котлов	-1,7	-6,0	-7,0	-6,7	-7,0	4,5	-7,2	-7,7	1,0	-1,0
золоулавливание	8,2	8,8	9,8	8,9	9,6	-2,1	5,5	-0,2	1,7	3,4
ремонт систем золоулавливания	12,2	13,2	14,6	13,3	14,3	-3,1	8,3	-0,3	2,5	5,1
золоудаление	48,4	52,6	58,0	52,7	56,8	-12,5	33,0	-1,1	9,8	20,3
ремонт систем золоудаления	43,4	47,1	52,0	47,3	50,9	-11,2	29,6	-1,0	8,8	18,2
хранение золы	25,4	27,6	30,5	27,7	29,8	-6,6	17,3	-0,6	5,2	10,7
платы за выбросы золы	1,2	1,3	1,4	1,3	1,4	-0,3	0,8	0,0	0,2	0,5
платы за выбросы SO <sub>2</sub>	1,5	1,7	1,6	1,5	1,7	-0,3	1,1	0,1	0,3	0,6
Суммарное изменение затрат, млн. руб.	269,1	429,8	660,7	484,4	661,6	-178,0	283,1	242,7	35,7	155,4
Изменение отпуска электроэнергии на рынок, млн. кВт·ч	456	667	1302	879	1091	-391	1091	2149	32	244
Изменение стоимости реализованной электроэнергии, млн. руб.	143,6	210,2	410,1	276,9	343,5	-122,9	343,5	676,7	10,3	77,0

Как видно из данных табл. 6, при тарифе на отпуск электроэнергии 527,7 руб/(МВт·ч) положительное значение дополнительной прибыли получено для всех вариантов.

Максимальная дополнительная прибыль имеет место при замещении части березовского угля козульским углем (вариант 2). Минимальная величина дополнительной прибыли получена в угольной смеси при замещении части березовского угля мамытским углем (вариант 4).

Следует отметить, что на величину дополнительной прибыли в значительной степени влияет цена рассматриваемых углей. Стоимость углей в 2001 г. на Рязанской ГРЭС с учетом перевозки приведена далее.

Уголь	Стоимость, руб/т условного топлива
Березовский	868
Бородинский	836
Переяславский	818
Подмосковный	987
Козульский	764
Абанский	761
Мамытский	1235
Сереульский	877

## Выводы

1. Разработанная методика оценки экономической эффективности вариантов топливообеспечения ТЭС использована для определения экономической эффективности вариантов топливообеспечения I очереди Рязанской ГРЭС.

2. При тарифе на отпуск электроэнергии в 2000 г. 314,8 руб/(МВт·ч) дополнительная прибыль может быть получена только для вариантов, при которых используются следующие соотношения углей (см. табл. 4): 100% березовского угля на специально спроектированных котлах; 85% березовского угля и 15% подмосковного угля; 100% березовского угля на существующих котлах.

3. В современных условиях реальное влияние вариантов топливообеспечения ТЭС на их экономическую эффективность в значительной степени

Таблица 5  
Угольный баланс I очереди Рязанской ГРЭС  
при использовании углей новых  
перспективных месторождений, %

Уголь	Вариант угольной смеси						
	База	1	2	3	4	5	6
Подмосковный	20	20	20	20	20	20	20
Березовский	50	30	30	30	30	30	40
Бородинский	30	30	30	30	30	30	20
Переяславский	0	20	0	0	0	0	20
Козульский	0	0	20	0	0	0	0
Абанский	0	0	0	20	0	0	0
Ирбейский	0	0	0	0	0	0	0
Мамытский	0	0	0	0	20	0	0
Сереульский	0	0	0	0	0	20	0
Всего	100	100	100	100	100	100	100

определяется балансом энергии в зоне действия ТЭС и конкурентоспособностью ее электроэнергии на рынке.

4. При тарифе на отпуск электроэнергии в 2001 г. 527,7 руб/(МВт·ч) экономически эффективными становятся варианты угольных смесей с использованием канского-ачинских углей ряда новых перспективных месторождений. Наибольшая экономическая эффективность получена при использовании козульского угля (вариант 2).

5. По данным Рязанской ГРЭС и ФЭК РФ возможна реализация электроэнергии в количестве 6200 – 7342 млн. кВт·ч от I очереди Рязанской ГРЭС. В перспективе в связи с ростом промышленного производства и уменьшением количества используемого для производства электроэнергии природного газа объем реализации электроэнергии от I очереди Рязанской ГРЭС, работающей на угольном топливе, будет возрастать. Таким образом, снятие ограничений рынка сбыта электроэнергии усилит реальное влияние топливообеспечения I очереди Рязанской ГРЭС на ее экономическую эффективность.

Таблица 6

## Дополнительная прибыль для вариантов использования углей новых перспективных месторождений

Показатель	Вариант угольной смеси					
	1	2	3	4	5	6
Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	6000	6200	5000	5600	5300	5900
Изменение стоимости реализованной электроэнергии $\Delta P$ , млн. руб.	686	792	158	475	317	633
Суммарное изменение затрат $\Delta Z_{\Sigma}$ , млн. руб.	372	463	69	414	158	386
Дополнительная прибыль $\Delta \Pi$ , млн. руб.	314	329	89	61	159	247

## Список литературы

1. Обоснование целесообразности перехода Рязанской ГРЭС на использование канского-ачинских углей / Шумилов Т. И.,

Морозов В. В., Давыдов Я. С. и др. – Электрические станции, 1998, № 12.

2. Особенности выбора электростанциями поставщиков твердого топлива/Морозов В. В., Давыдов Я. С., Попов Г. Н., Говсиеевич Е. Р. – Вестник электроэнергетики, 1999, № 1.

## От редакции

*В статье при рассмотрении экономики использования на Рязанской ГРЭС смесей различных углей, отличающихся ценой их поставки на электростанцию, не учитываются ограничения, накладываемые свойствами угля на мощность и тепловую экономичность котельной установки, а также их влияние на надежность оборудования, продолжительность и стоимость ремонтного обслуживания.*

*Между тем, именно эти обстоятельства весьма важны, когда речь идет о подмешивании непроектных углей, особенно таких, как березовские, зола которых является сильно шлакующей и образующей осадки при контакте с водой, например, в системе гидрозолоудаления.*

*Возникающие в связи с этим трудности в полной мере проявлялись и на Рязанской ГРЭС. О них надо помнить читателям статьи.*

## О применении ступенчатого испарения в котлах высокого давления

Беляков И. И., канд. техн. наук, Новиков И. И., Тарасов Б. А., инженеры

НПО ЦКТИ – АО Свердловэнерго – Среднеуральская ГРЭС

Ступенчатое испарение было предложено в 30-е годы [1] как метод получения чистого пара путем организации в барабане котла отсеков с различным солесодержанием котловой воды. При этом в “чистом” отсеке генерируется основное количество пара, содержание примесей в котором значительно меньше, чем в паре, полученном из солевого отсека, а после смешения обоих потоков обеспечивается качество пара, допустимое по условиям надежной работы пароперегревателей и турбин.

Данный способ достаточно эффективен в котлах низкого давления при наличии простейшей химводоподготовки и невысоких требований к качеству пара.

Имеется большое число литературных источников, где рассматриваются преимущества внутристоковых схем барабанных котлов со ступенчатым испарением только с точки зрения обеспечения требуемого качества пара.

В [2] показано, что при наличии промывки пара, которая стала широко применяться в 50-е годы, влияние ступенчатого испарения на качестве пара практически не отражается. В связи с неизбежным повышением требований к качеству питательной воды с ростом давления вследствие увеличения примесей, особенно кремнекислоты в паре, в ряде работ [3–7] рассматривался вопрос о целесообразности применения ступенчатого испарения в котлах высокого давления.

В настоящее время, даже при применении не-полного обессоливания питательной воды, на ТЭС

с котлами высокого давления (ВД) нет проблем по качеству пара как при ступенчатом, так и при одноступенчатом испарении (ТП-100, ВПГ-250, ТПЕ-214 и все зарубежные котлы, в том числе работающие в России котлы среднего давления).

Известно, что надежность испарительных поверхностей нагрева в значительной мере определяется интенсивностью формирования внутренних отложений. В связи с этим следует рассмотреть особенности организации водно-химического режима (ВХР) котловой воды барабанных котлов при наличии ступенчатого испарения.

Ежегодно отмечается значительное число повреждений экранных труб барабанных котлов (отдушины, коррозия) и в то же время нет таковых на прямоточных котлах высокого и сверхкритического давления (СКД). Это связано с тем, что при одинаковом качестве питательной воды в котловой воде барабанных котлов, охлаждающей экраны, содержится значительно большее количество растворимых примесей (при 1% продувки в 100 раз больше, чем в питательной воде), чем в прямоточных, что создает более благоприятные условия для образования отложений и коррозии.

Растворимые примеси солей Ca, Mg, Na, SiO<sub>2</sub> и других выводятся из барабанного котла с непрерывной продувкой. Поэтому требования к качеству котловой воды, а, следовательно, и питательной, по содержанию растворимых примесей для барабанных котлов могут быть значительно ниже,

чем для прямоточных, в которых все примеси остаются в тракте.

По содержанию оксидов железа закономерность иная, так как основная их часть осаждается на внутренней поверхности экранных труб, а не выводится с продувкой. С ростом давления ужесточаются требования к качеству котловой воды, а следовательно, и питательной, по условиям предотвращения коррозии металла и образования внутренних отложений в экранах трубах.

Тем не менее, при трехступенчатом обессоливании подпиточной или даже при установке блочных обессоливающих установок (БОУ), как на ТЭС с прямоточными котлами, в барабан котла вводится специальный реагент  $\text{Na}_3\text{PO}_4$  для связывания солей жесткости и  $\text{NaOH}$  для поддержания  $\text{pH} = 9,5 \div 11,0$ .

При применении котлов со ступенчатым испарением единая норма поддержания избытка  $\text{PO}_4^{4-}$  в котловой воде в принципе невозможна из-за наличия солевой кратности в 5 – 10 раз и более между чистым и солевым отсеками.

В течение последних 30 лет отмечается тенденция к всемерному снижению избытка фосфатов в чистом отсеке с 20 – 30 до 1 – 2 мг/кг. Но даже при таком избытке фосфатов концентрация их в солевом отсеке может составлять более 10 – 15 мг/кг, а это способствует интенсификации образования внутренних железофосфатных отложений и возникновению “хайд-аута” (прятание солей). Переход на пониженное фосфатирование приводит к изменению химсостава отложений, повышается содержание железа в них до 80% и более (обычно 40 – 50%), отсутствуют фосфаты и натрий, что способствует повышению их теплопроводности и уменьшению химической агрессивности.

В [8] отмечается повышенный вынос с паром хлоридов, в зависимости от концентрации фосфатов в котловой воде, что сказывается на повышении агрессивности первичного конденсата в проточной части турбин, а, следовательно, на снижении надежности их лопаточного аппарата и дисков. Данное обстоятельство также подтверждает целесообразность минимального фосфатирования котловой воды.

Существует также точка зрения, что при наличии трехступенчатого обессоливания питательной воды вообще возможен отказ от применения фосфатирования. Однако при отсутствии БОУ весьма проблематично поддерживать требуемую жесткость питательной воды (в основном из-за присосов в конденсаторах турбин), это может привести к образованию низкотеплопроводных кальциевых отложений и резкому возрастанию вероятности перегрева и внутренней коррозии экраных труб при отсутствии фосфатирования котловой воды.

Перевод котлов в порядке эксперимента на бесфосфатный режим приводил к массовым повреж-

дениям экранных труб через 5 – 7 тыс. ч. Даже в режиме минимального фосфатирования вклад фосфатов в общее солесодержание котловой воды весьма значителен и практически равен количеству всех остальных примесей.

Поддержание избытка фосфатов выше стехиометрического значения может создать условия для образования на внутренней поверхности экранных труб железофосфатных отложений и интенсификации коррозии металла.

Применение ступенчатого испарения при одинаковой продувке котловой воды обеспечивает вывод такого же количества примесей из тракта котла, что и при одноступенчатом испарении, однако количество вводимых в барабан фосфатов в кotle со ступенчатым испарением во много раз выше.

Вопрос о целесообразности применения в котлах ступенчатого испарения высокого давления неоднократно обсуждался в печати. Учитывая неоднозначность точек зрения различных организаций по данному вопросу, на техническом совещании в РАО “ЕЭС России” было принято решение о проведении на ряде котлов испытаний по проверке эффективности перевода их на одноступенчатое испарение.

В течение 1999 – 2000 гг. НПО ЦКТИ совместно со Свердловэнерго проводил испытания котла ТГМ-96 Среднеуральской ГРЭС. Котел ТГМ-96 изготовления таганрогского завода “Красный котельщик” имеет параметры пара: давление в барабане 15,5 МПа, температура перегретого пара 560°C и проектная паропроизводительность 480 т/ч. Регулирование перегрева пара осуществляется впрыском собственного конденсата. Топочная камера оснащена шестью горелками, установленными в два яруса на фронтовой стене, внутренний диаметр барабана котла 1800 мм и длина цилиндрической части 17 700 мм.

Проектная внутrikотловая схема имеет двухступенчатое испарение и промывку пара, солевые отсеки выполнены путем установки в торцах барабана котла специальных перегородок, что позволяет простейшим способом осуществить перевод его на одноступенчатое испарение, удалив указанные перегородки.

Перевод котлов, имеющих солевые отсеки с выносными циклонами, также возможен, однако выполнить это несколько сложнее, так как для этого требуется произвести переключение водоопускных труб [8].

В процессе эксплуатации котлы ТГМ-96 неоднократно подвергались реконструкции в части изменения компоновки и конструкции горелок. В настоящее время паропроизводительность котла повышена до 520 т/ч.

За время эксплуатации котлов типа ТГМ-96 СУГРЭС практически не было случаев нарушения нормативных показателей качества пара, однако, в

№ котла	Котловая вода												Пар							
	$\dot{W}_{\text{ф}} \text{, мг-экв}/\text{дм}^3$		$\dot{W}_{\text{общ}} \text{, мг-экв}/\text{дм}^3$		$\text{PO}_4 \text{, мг}/\text{дм}^3$		рН		Солесодержание, $\text{мг}/\text{дм}^3$		$\text{SiO}_2 \text{, мг}/\text{дм}^3$		Продувка, %	$\text{SiO}_2 \text{, мкг}/\text{дм}^3$		$\text{Na, мкг}/\text{дм}^3$		рН		$\chi, \text{мкСм}/\text{см}$
	ч.о	с.о	ч.о	с.о	ч.о	с.о	ч.о	с.о	ч.о	с.о	ч.о	с.о		нас.	пер.	нас.	пер.	нас.	пер.	
9	0,027	0,2	0,07	0,56	2,2	16	9,44	10,48	6,0	52,9	0,07	0,43	1,22	4,86	3,36	0,46	0,41	9,15	9,13	0,73
10	0,05	0,06	0,1	0,11	2,1	2,5	9,7	9,81	8,55	10,3	0,42	0,43	1,03	5,6	5,32	0,40	0,45	9,13	9,12	0,85

70-е годы отмечались многочисленные коррозионные повреждения экранных труб чистых отсеков из-за неправильного регламента фосфатирования котловой воды, рекомендованного в то время наладочными организациями (применение кислых фосфатов, низкая щелочность котловой воды, несвоевременное проведение химических промывок).

На одноступенчатое испарение котел ТГМ-96 был переведен в декабре 1998 г. Показатели качества котловой воды за 1999 г. приведены далее.

Жесткость, $\text{мкг-экв}/\text{дм}^3$	1,02
$\text{O}_2, \text{мкг}/\text{дм}^3$	6,5
$\chi, \text{мкСм}/\text{см}$	1,14
$\text{NH}_3, \text{мкг}/\text{дм}^3$	517
$\text{Cu, мкг}/\text{дм}^3$	2,54
$\text{Fe, мкг}/\text{дм}^3$	16,1
$\text{SiO}_2, \text{мкг}/\text{дм}^3$	11,0
$\text{N}_2\text{H}_2, \text{мкг}/\text{дм}^3$	42
pH	9,12

В таблице представлены среднегодовые данные за 1999 г. качества котловой воды и пара для котла ст. № 9, имеющего двухступенчатое испарение и ст. № 10, переведенного на одноступенчатое испарение.

В котле ст. № 10 данные по чистому (ч.о) и солевому отсекам (с.о) соответствуют отборам проб котловой воды из центра барабана (ч.о) и с торцов (с.о).

Как следует из данных таблицы, качество питательной воды по всем показателям соответствует нормам ПТЭ.

Содержание кремнекислоты  $\text{SiO}_2$  и натрия в паре значительно меньше нормативных значений (для  $\text{SiO}_2 = 10 \text{ мкг}/\text{кг}$ ,  $\text{Na} = 10 \text{ мкг}/\text{кг}$ ) и практически одинаково для котлов с двухступенчатым, одноступенчатым испарением.

Таким образом, перевод котлов на одноступенчатое испарение не отражается на качестве пара при одинаковом значении непрерывной продувки. Концентрация фосфатов в продувочной воде котла с одноступенчатым испарением примерно в 8 раз меньше, чем в котле с двухступенчатым испарением при поддержании равных значений pH котловой воды чистого отсека и котловой воды в барабане котла с одноступенчатым испарением.

Так как дозировка смеси фосфатов и едкого натра осуществлялась из общего банка, возникли не-

которые затруднения в обеспечении подачи насосом-дозатором щелочнофосфатной смеси в барабан котла с одноступенчатым испарением (ст. № 10).

В котле с одноступенчатым испарением обеспечивается оптимальное соотношение гидратной и общей щелочностей, равное  $\dot{W}_{\text{ф}}/\dot{W}_{\text{общ}} = 0,5$ , что соответствует полной нейтрализации потенциально кислых соединений в котловой воде [10].

Эффект непропорционального соотношения солесодержания продувочной воды в котлах с одно- и двухступенчатым испарением свидетельствует о том, что наибольший вклад в ионный состав котловой воды вносит щелочнофосфатная смесь, вводимая в барабан, концентрация которой в котловой воде котла со ступенчатым испарением значительно больше, чем в котле с одноступенчатым испарением, так как в соответствии с солевым балансом солесодержание продувочной воды определяется только величиной продувки и должно быть одинаковым для котлов с любым числом ступеней испарения.

Таким образом, перевод котлов на одноступенчатое испарение позволяет упростить эксплуатацию, снизить расход фосфатов, что уменьшает потенциальную вероятность образования железофосфатных отложений, а, следовательно, и возникновения подшламовой коррозии. Пониженная концентрация фосфатов в котловой воде, по-видимому, способствует снижению агрессивности первичного конденсата [8], что, вероятно, вызвано уменьшением выноса хлоридов, о чем свидетельствует опыт эксплуатации турбин, работающих в блоке с барабанными котлами, имеющими одноступенчатое испарение.

#### Список литературы

- Ромм Э. И. Химический перекос и ступенчатое испарение в генераторах пара: Автореф. дис. на соиск. учен. степени доктора техн. наук. М., 1938.
- Маргурова Т. Х. Методы получения чистого пара. – ГЭИ 1955.
- Стырикович М. А., Маргурова Т. Х. О рациональной водно-химической схеме барабанных котлов 140 атм при конденсатном питании. – Электрические станции, 1965, № 2.
- Маргурова Т. Х., Прохоров Ф. Т. Анализ ступенчатого испарения при давлении 155  $\text{кгс}/\text{см}^2$ . – Теплоэнергетика, 1973, № 6.

5. Маргулова Т.Х., Карасева М.А. Опыт перевода котла ТП-100 на режим одноступенчатого испарения. – Теплоэнергетика, 1973, № 6.
6. Лукин С.В., Зройчикова Т.В., Козлов Ю.В. О целесообразности изменения внутrikотловой схемы барабанных котлов ТЭЦ. – Энергетик, 1966, № 3.
7. Холицев В.В. Еще раз о ступенчатом испарении. – Энергетик, 1998, № 4.
8. Мартынова О.И. Влияние водно-химического режима барабанных котлов на некоторые характеристики пара. – Теплоэнергетика, 1998, № 2.
9. Беляков И.И. О ступенчатом испарении котлов высокого давления. – Энергосбережение и водоподготовка, 2001, № 2.
10. Василенко Г.В., Сутоцкий Г.П. О некоторых показателях качества котловой воды барабанных котлов высокого давления. – Электрические станции, 2001, № 2.

## Способы нанесения и введения активирующих флюсов при сварке ответственных трубопроводов ТЭС и АЭС

Паршин С.Г., инж.

ОАО Ульяновскэнерго

При монтаже трубопроводов пара и горячей воды согласно нормативным документам предусматривается использовать аргонно-дуговую сварку неплавящимся электродом с активирующими флюсами [1, 2]. В настоящее время разработаны активирующие флюсы и флюсы-пасты, которые в зависимости от химического состава предназначены для увеличения проплавляющей способности дуги для улучшения формирования шва и отделимости шлаковой корки, для защиты обратной стороны корневого шва [3].

Статья посвящена повышению производительности сборочно-сварочных операций при аргонно-дуговой сварке с активирующим флюсом за счет разработки рациональных способов нанесения и введения активирующих флюсов. Активирующие флюсы – мелкодисперсные порошки химических соединений, которые в виде шликера – раствора порошка в этиловом спирте – наносят перед сваркой на внешнюю часть кромок соединяемых труб. После сушки по слою флюса производят автоматическую или ручную аргонно-дуговую сварку вольфрамовым электродом.

Если традиционная технология аргонно-дуговой сварки предусматривает сварку труб с разделкой кромок за 3 – 7 проходов, то сварка по слою флюса позволяет выполнять полное проплавление труб с толщиной стенки до 10 мм за один проход без разделки кромок, что в 1,9 – 3,5 раза увеличивает производительность сварочных операций. Обладая существенной привлекательностью, этот способ сварки применяется ограниченно, что связано с рядом причин организационного и технологического характера. В частности, отсутствуют нормативные документы, регламентирующие производство и технику применения активирующих флюсов. Например, в [1] имеется ссылка на марки активирующих флюсов ВС-2ЭК и ВС-31К, однако

указания о технологии их применения отсутствуют. Разрозненные сведения о составе и технологии применения флюсов содержатся в описаниях некоторых изобретений.

Разработаны десятки составов флюсов для аргонно-дуговой сварки сталей и цветных металлов, увеличивающие проплавляющую способность сварочной дуги и снижающие образование пор при сварке в неблагоприятных условиях. Однако отсутствуют классификация флюсов и конкретные рекомендации по их применению для конкретных марок сталей. Практика показывает, что составы флюсов обладают разной эффективностью при сварке аустенитных, мартенситно-ферритных и теплоустойчивых сталей, что связано с разным воздействием компонентов флюса на горение дуги и расплав стали при формировании сварного шва.

Традиционная технология применения флюса предусматривает нанесение слоя флюса в виде спиртового шликера мелкодисперсного порошка флюса. При сварке спирт, выполняющий роль связующего вещества, испаряется и слой флюса покрывается трещинами. В результате часть флюса отслаивается от металла и под давлением плазмы дуги рассеивается, что снижает общее количество флюса, поступающее в зону сварки. Другая часть флюса относительно большими фракциями втягивается в зону сварки, что нарушает стабильность горения дуги. Для равномерного плавления флюс необходимо было бы наносить в виде сухого мелкодисперсного порошка с размером фракций 30 – 150 мкм. Однако при этом возрастает рассеивание и нанесение порошка возможно в нижнем положении деталей.

Большинство флюсов содержат фтористые соли, которые обладают низкой адгезией с металлической поверхностью. При установке орбитальной головки сварочного автомата или перемеще-

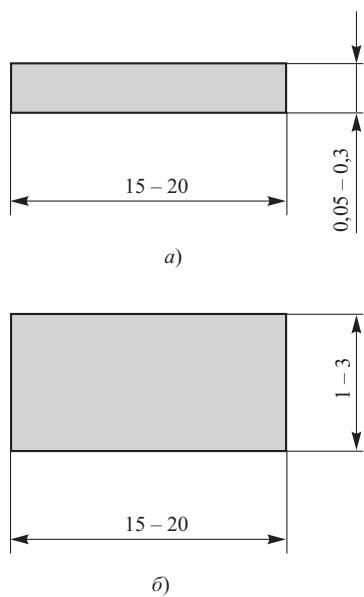


Рис. 1. Способы нанесения флюса в виде шлика:

*а* – тонкий слой флюса; *б* – слой флюса повышенной толщины

нии свариваемых труб нанесенный слой флюса легко повреждается и требуется его восстановление. Для качественного процесса сварки слой флюса должен быть равномерным по толщине и ширине, что невозможно обеспечить при нанесении ручными способами: кистью или напылением. После нанесения спиртового шлика требуется его сушка, что увеличивает время сборочных операций. При сварке сгорает и используется средняя зона слоя флюса и около 50% флюса теряется в виде остатков.

Эти недостатки сдерживают применение активирующих флюсов и требуют разработки более эффективных способов нанесения и введения флюсов. Основой для разработки таких способов является метод изоляции, при котором порошок флюса располагается внутри герметичной оболочки из нейтральной по отношению к свариваемому металлу термостойкой ткани в виде шнура или ленты. В качестве материала ткани можно применить стеклоткань толщиной 0,1–0,2 мм с предельной рабочей температурой до 1100°C, что позволяет получить различные виды активирующих лент и шнурков круглого и квадратного сечения.

Материал и толщина оболочки выбираются таким образом, чтобы обеспечить одновременное плавление оболочки и порошка флюса. Применение флюса в герметичной оболочке позволяет в 2–3 раза сократить время сборочных операций и получить экономию флюса около 50% за счет отсутствия рассеивания и остатков.

Среди существующих способов нанесения и введения флюсов следует выделить следующие:

*слой флюса толщиной 0,05–0,3 мм.* Наиболее простой способ нанесения. Недостатки: низкая ад-

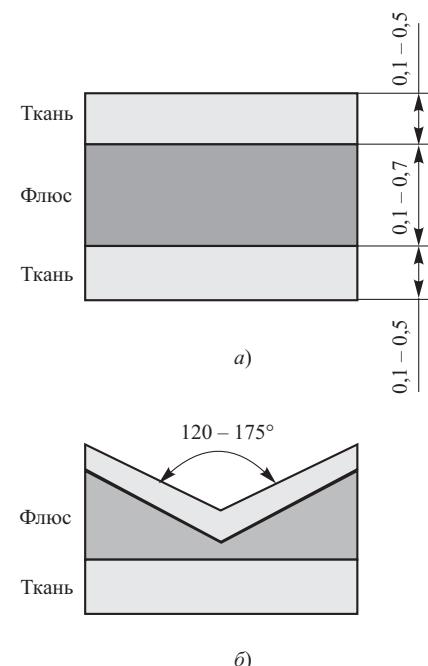


Рис. 2. Способы нанесения флюса в виде негерметичной ленты:

*а* – плоская лента с флюсом; *б* – лента с флюсом переменной толщины

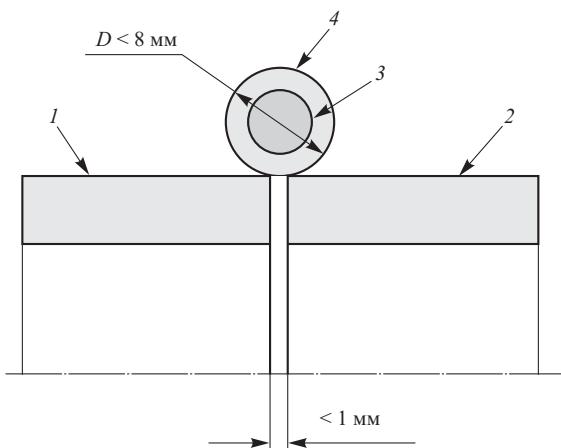
гезия, неравномерность слоя по толщине и ширине;

*слой повышенной толщины 1–2 мм.* Этот способ применяется при толщине стенки труб более 6 мм при токе более 150 А для увеличения проплавляющей способности дуги и стабильности формирования шва при отклонениях длины дуги. Наносится в виде спиртового шлика смеси состава: 50–40% порошка флюса, 60–50% порошка MgO или CaO (рис. 1). Недостатки: трудоемкость нанесения и низкая стойкость к механическим повреждениям;

*слой флюса между слоями нейтральной термостойкой ткани толщиной 0,1–1 мм с рабочей температурой 500–1100°C.* Способ применяется для увеличения проплавляющей способности дуги и стабильности формирования однопроходного шва при отклонениях длины дуги (рис. 2);

*слой флюса переменного сечения, расположенный между слоями термостойкой ткани, в виде негерметичной активирующей ленты.* Способ применяется для увеличения проплавляющей способности дуги и стабильности формирования однопроходного шва при отклонениях длины дуги и скорости сварки;

*порошок флюса в герметичной оболочке, в виде активирующего шнура круглого или квадратного сечения.* Способ применяется для сварки стыковых, угловых и тавровых соединений в любом пространственном положении для увеличения проплавляющей способности дуги (рис. 3);



**Рис. 3. Способ нанесения флюса в герметичной оболочке в виде шнуря круглого сечения:**

1, 2 – свариваемые кромки труб; 3 – порошок флюса; 4 – оболочка из стеклоткани

*нанесение флюса парафиновым крандашом.* Основной недостаток: использование органического вещества, что приводит к образованию пор и разрушению электрода;

*введение мелкодисперсного порошка флюса в газовую магистраль, совместно или раздельно с инертным газом.* Недостатки: низкая эффективность, снижение стабильности горения дуги и стойкости вольфрамового электрода;

*введение порошка флюса из бункера впереди дуги.* Недостатки: нарушение газовой защиты и стойкости вольфрамового электрода.

Почти все составы активирующих флюсов способствуют снижению газонасыщения сварочной

ванны и образованию пор при сварке в неблагоприятных условиях, которые часто наблюдаются при монтаже и ремонте. Причиной этого эффекта является связывание водорода в атмосфере дуги в нерастворимые летучие соединения HF, HCl, а также образование на поверхности сварочной ванны тонкой шлаковой пленки, препятствующей диффузии H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> вглубь сварочной ванны.

### Выходы

1. Использование активирующих флюсов является перспективным направлением для развития сварочных технологий при монтаже трубопроводов. Причинами их ограниченного применения являются отсутствие нормативных документов, подробно регламентирующих технологию производства и применения активирующих флюсов.

2. Предложенные способы нанесения и введения флюсов, в отличие от традиционных, обладают точностью, быстротой и надежностью, что сокращает время сборочных операций и расход активирующего флюса.

### Список литературы

- РД 34 15.027-93. Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования электростанций (ПТМ -1С-93).
- ПНАЭ Г-7-009-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения. М.: Госатомэнергонадзор СССР, 1989.
- Паршин С. Г. Состав и выбор пастообразных флюсов для дуговой сварки энергетического оборудования. – Промышленная энергетика, 2000, № 2.

## Опыт разработки фильтрационно-селективного водозабора в системе техводоснабжения Печорской ГРЭС

Жиленков В. Н., доктор техн. наук

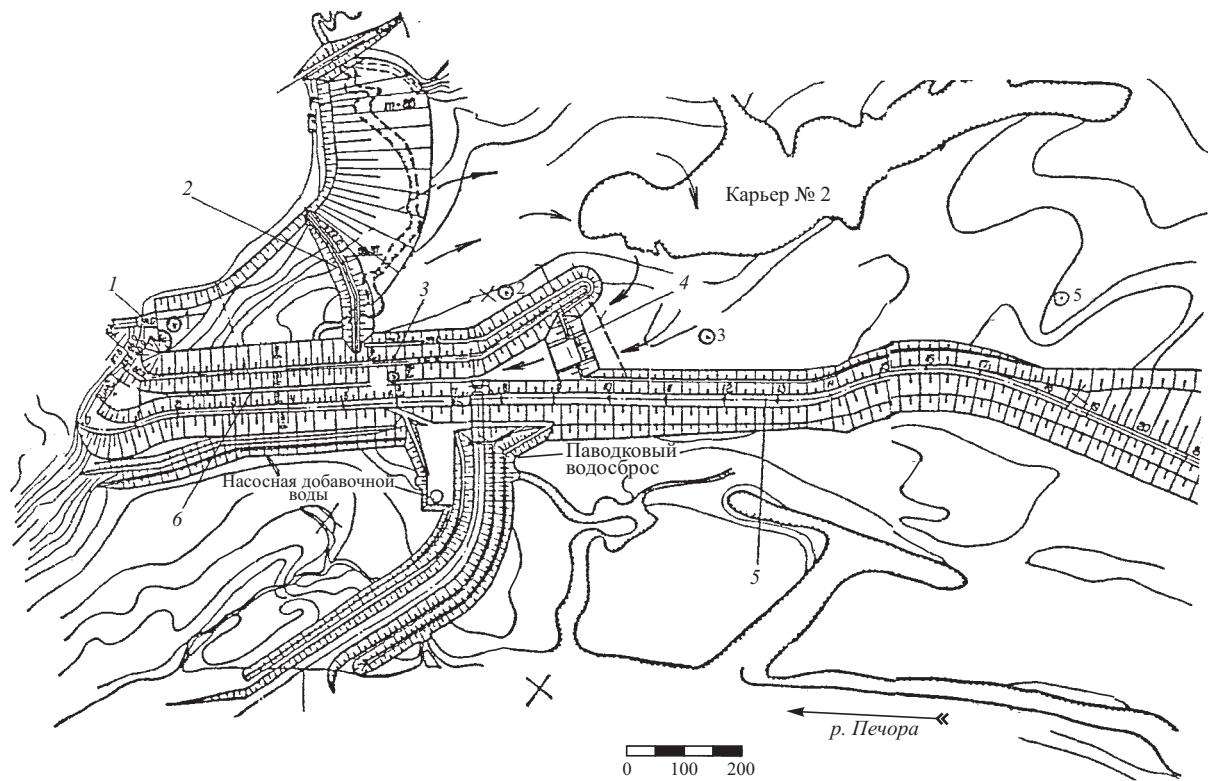
ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”

В зависимости от производственной специфики потребителя к системе его водообеспечения могут предъявляться различные требования, прежде всего, в отношении бесперебойности подачи воды, а также ее качества, включая температуру, минерализацию, наличие механических и органических примесей и др.

В большей мере эти требования должны учитываться при проектировании систем водообеспечения крупных тепловых и атомных электростанций, эффективность работы которых напрямую зависит от разности температур воды, подаваемой для охлаждения конденсаторов турбоагрегатов в количествах, достигающих 100 м<sup>3</sup>/с, и в связи с

чем эти системы часто представляют собой комплекс сложных инженерных сооружений. Соответственно в процессе проектирования систем водообеспечения ТЭС нередко приходится искать новые решения целого ряда задач, связанных, в частности, с совершенствованием конструкций водозаборных устройств.

Известны многочисленные примеры, когда с целью повышения эффективности функционирования охлаждающего контура тепловой или атомной электростанции забор воды осуществляют из относительно холодных придонных слоев температурно-стратифицированного водоема, используя для этого, так называемые, селективные водопри-



**Рис. 1. Ситуационный план существующих гидротехнических сооружений, входящих в комплекс водообеспечения Печорской ГРЭС:**

(расположение точек замера температуры воды в водохранилище обозначено кружками с числовыми индексами); 1 – водосброс теплой воды; 2 – струеаспределятельная дамба; 3 – струенаправляющая дамба; 4 – неработающий глубинный водоприемник; 5 – ограждающая дамба; 6 – подводящий канал

емные устройства, чаще всего выполненные из железобетона или металла либо в виде коллекторов различной конфигурации, либо в виде ряжевых конструкций [1].

Более простым и по некоторым показателям более эффективным является фильтрационно-сепарационное водоприемное устройство, конструкция которого разработана в лаборатории фильтрационных исследований ВНИИГ применительно к конкретным условиям технического водоснабжения Печорской ГРЭС с циркуляционным расходом  $90 \text{ м}^3/\text{s}$  (после ввода в эксплуатацию второй очереди, когда мощность станции составит  $2510 \text{ МВт}$ ) и средним расчетным температурным перепадом на конденсаторах турбин  $\Delta t = 9^\circ\text{C}$ .

В настоящее время циркуляционная вода охлаждается в расположенным на правобережной террасе долины р. Печоры наливном водохранилище емкостью  $33,4 \text{ млн. м}^3$ , с площадью зеркала  $5,74 \text{ км}^2$  и средней глубиной  $5,9 \text{ м}$  (при нормальном подпортом уровне).

Согласно первоначальному проекту, разработанному бывшим рижским отделением ТЭП, нормальный режим технического водоснабжения станции может быть обеспечен при наличии глухой струенаправляющей (разделительной) дамбы длиной  $3,5 \text{ км}$ , в створе которой глубины водохра-

нилища почти повсеместно находятся в пределах от  $6$  до  $8 \text{ м}$ .

Однако уже во время строительства первой очереди ГРЭС было принято решение уменьшить до  $0,9 \text{ км}$  длину струенаправляющей дамбы и для сохранения теплового баланса дополнить систему охлаждения глубинным водоприемником галерейного типа с трубчатыми водовыпусками. Но поскольку в конструктивном исполнении водоприемника были допущены грубые ошибки, верхний его грунтовый оголовок пришлось удалить, вследствие чего в начале подводящего канала образовался затопленный порог, через который в настоящее время осуществляется перетекание воды из более прогретых в летний сезон верхних слоев водоема, что, в конечном счете, привело к существенному снижению выработки электроэнергии.

Вместе с тем, выполненными натурными наблюдениями за гидротермическим режимом водохранилища ГРЭС установлена четко выраженная в летние месяцы глубинно-температурная стратификация с перепадом температур до  $7^\circ\text{C}$  в пределах области, удаленной всего лишь на  $100 - 250 \text{ м}$  от оголовка существующей разделительной дамбы (рис. 1). Но при этом следует отметить, что электрическая нагрузка станции в летние месяцы не превышала  $300 \text{ МВт}$ .

Как видно, при увеличении мощности станции (и соответственно расхода охлаждающей воды) тепловой “вклад” верхнего нагретого слоя будет увеличиваться, а зона водохранилища с глубинной стратификацией – смещаться в юго-восточный его сектор.

Кроме того, известно, что в зимний период, при очень низких температурах наружного воздуха, из верхних переохлажденных слоев открытых участков водохранилища в подводящий канал поступает шуга и, чтобы избежать засорения решеток насосных агрегатов, приходится делать подпитку канала теплой водой. Тем самым создаются дополнительные трудности при эксплуатации системы водообеспечения станции, от которых можно было бы избавиться при селективном заборе воды из нижних более теплых в зимний период слоев водоема.

Как видно, в сложившихся условиях эксплуатации ГРЭС целесообразно возобновить в системе ее водообеспечения селективный отбор воды, но на основе принципиально иной концепции, функционально совместив удлиненную разделительную дамбу с фильтрационно-селективным водоприемным устройством, отличие которого от давно известных фильтрующих насыпей [2] состоит в том, что водозаборный участок дамбы возводится из несортированного каменного материала (горной массы), отсыпаемого в воду с торцевой бровки готовой насыпи (рис. 2).

Конкретно, с целью обеспечения расчетной водопропускной способности фильтрующего участка дамбы, предлагается при ее возведении использовать эффект фракционирования (сегрегации) каменного материала, когда в процессе его отсыпки нижняя (придонная) зона насыпи формируется из содержащихся в материале крупных камней, а верхняя (пригребневая) и хорошо уплотненная зона, с избыточным содержанием в ней мелкозернистых фракций, оказывается слабопроницаемой, вследствие чего обеспечивается возможность селективного перетока воды через тело дамбы из придонных, более холодных слоев водоема.

Оказалось, что для возведения такой фильтрующей дамбы вполне пригоден по всем параметрам (прочности, водо- и морозостойкости) получаемый в местном Кожвинском карьере каменный материал с массовым содержанием в нем фракций крупнее 0,3 м не менее 50%. (В данном случае полностью исключается возведение дамбы отсыпкой песчаных грунтов, так как при этом циркуляционная вода окажется сильно загрязненной взвесью содержащихся в грунтах пылевато-глинистых фракций.)

Чтобы обосновать возможность реализации данного, не имеющего прямых аналогов варианта водозаборного сооружения, необходимо было в процессе опытно-конструкторских разработок решить следующие задачи:

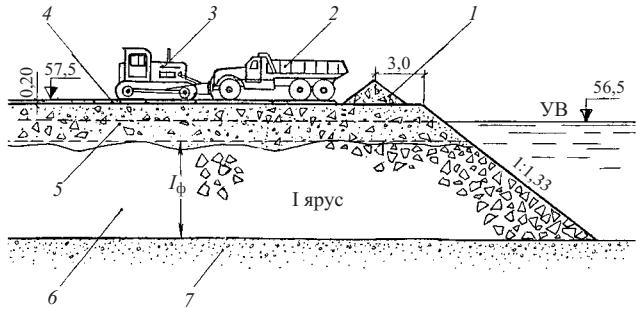


Рис. 2. Технологическая схема возведения первого (поколенного) яруса фильтрующей дамбы из горной массы:

1 – отвал несортированной горной массы; 2 – автосамосвал КрАЗ-256Б; 3 – бульдозер ДЗ-110А; 4 – песчано-гравийное покрытие; 5 – верхняя слабопроницаемая зона насыпи; 6 – нижняя фильтрующая зона насыпи; 7 – песчаное основание дамбы

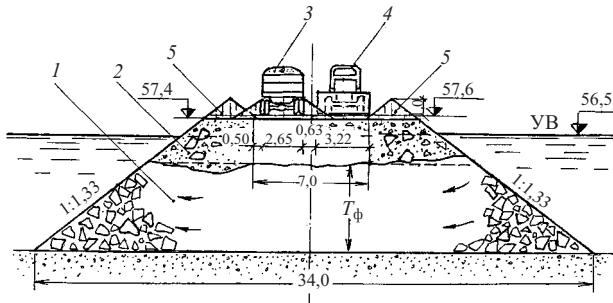
исходя из гарантированного фракционного состава каменного материала определить расчетными методами его водопроницаемость (фильтрационные характеристики) и затем – протяженность водоприемного участка разделительной дамбы (имея при этом в виду обеспечение перетока воды с расчетным расходом в паводковый период), а также эрозионную устойчивость грунтов основания;

оценить степень карбонатной минерализации водохранилища при наличии в нем фильтрующей дамбы, отсыпанной из известнякового каменного материала, а также влияние на работоспособность дамбы фитопланктона.

**Оценка пригодности каменного материала, получаемого в местном Кожвинском карьере для возведения струенаправляющей дамбы селективно-фильтрационного типа.** При реализации наиболее приемлемого по технико-экономическим характеристикам варианта конструкции струенаправляющей дамбы, возводимой из грунтовых материалов в акватории существующего водохранилища, имеется ряд ограничений в использовании для этих целей строительных материалов и технологий.

Полностью исключается возведение дамбы насыпью песчаных грунтов средствами гидромеханизации, поскольку в этом случае циркуляционная вода окажется сильно загрязненной взвесью содержащихся в грунтах глинистых фракций. Следует проявлять известную осторожность и при возведении дамбы методом торцевой отсыпки грунтов под воду, в особенности, имея в виду эрозию откосов ветровыми волнами. Поэтому было предложено использовать в качестве строительного материала известняковый камень, добываемый в местном Кожвинском карьере, расположенному на противоположном берегу р. Печоры и удаленном от ПГРЭС на расстояние около 40 км.

Этот камень обладает достаточно высокой прочностью на сжатие, в пределах 100 – 150 МПа,



**Рис. 3. Схематический профиль фильтрующей разделительной дамбы, возводимой из несортированного каменно-минерального материала (горной массы):**

1 – нижняя фильтрующая зона дамбы; 2 – верхняя слабопроницаемая зона; 3 – автосамосвал; 4 – бульдозер; 5 – защитные грунтовые валики

и морозостойкостью. Объемная масса образца известняка равна  $2,58 \text{ г}/\text{см}^3$ , а при водонасыщении она увеличивается до  $2,63 \text{ г}/\text{см}^3$ . Поскольку в этом известняке содержится небольшое количество карбоната магния, литологически его следует характеризовать как доломитизированный известняк.

Известно, что откосы насыпи, возводимой из каменной наброски, можно делать с полуторным заложением, т.е. почти в 2 раза более крутыми, по сравнению с откосами дамбы из песчаного грунта (при его отсыпке под воду). Соответственно объем дамбы из каменной наброски будет в 1,5 раза меньше объема песчаной и, кроме того, отпадает необходимость в противоволновом креплении ее откосов.

Однако, по мнению некоторых специалистов, возводить струенаправляющую дамбу из известнякового камня нельзя по причине минерализации водохранилища растворенным карбонатом кальция (известью), в связи с чем были выполнены лабораторные эксперименты по определению интенсивности растворения образцов щебня, через которые в течение длительного времени фильтровалась со скоростью около 1 см/с мягкая невская вода с температурой  $10 - 17^\circ\text{C}$ .

В наиболее характерном эксперименте из образца с суммарной поверхностью частиц, равной  $S_0 = 260 \text{ см}^2$  за 26 сут. ( $2,246 \cdot 10^6 \text{ с}$ ) перешло в раствор  $0,62 \text{ г}$  карбоната кальция, что соответствует интенсивности выщелачивания известняка  $W_0 = 1,0 \cdot 10^{-9} \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{с})$ .

Здесь следует указать, что согласно [3] растворимость карбоната кальция  $\text{CaCO}_3$  при температуре  $t = 15^\circ$  составляет всего лишь  $1 \cdot 10^{-2} \text{ г}/\text{л}$ ; известия  $\text{Ca}(\text{OH})_2 - 1,65 \cdot 10^{-2} \text{ г}/\text{л}$ , а карбоната магния  $\text{MgCO}_3 - 0,39 \cdot 10^{-2} \text{ г}/\text{л}$ .

При содержании растворенного в воде  $\text{CO}_2$  в количестве, равновесном парциальному давлению

$\text{CO}_2$  в воздухе, растворимость  $\text{CaCO}_3$  увеличивается до  $5,5 \cdot 10^{-2} \text{ г}/\text{л}$ .

По данным наблюдений за формированием карста в натурных условиях [4] скорость растворения  $\text{CaCO}_3$  составляет около  $3 \cdot 10^{-9} \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{с})$ , что в 3 раза выше результатов наших экспериментов, которые в качестве характеристик выщелачивания мы приняли как исходные для последующих расчетов.

Так, если принять в расчетах (см. схему на рис. 3) среднюю крупность камня в фильтрующей насыпи (дамбе) из горной массы известняка  $D_k = 0,35 \text{ м}$ , приведенный к шару объем одного камня составит  $V_k = 2,26 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3$ , а число таких камней в единичном (длиной 1 м) фильтрующем отсеке дамбы общим объемом  $V_0 = 63 \text{ м}^3$  и пористостью  $n = 0,4$  составит  $N_0 = (1 - n)V_0/V_k = (1 - 0,4) \cdot 63/2,26 \cdot 10^{-2} = 1,67 \cdot 10^3$  шт., а суммарная поверхность камней в данном отсеке  $S_0 = 4,6 \cdot 10^4 \pi D_k^2 N = 644 \text{ м}^2$ .

С этой поверхности будет “смываться” фильтрационным потоком, протекающим через дамбу  $\Delta P = W_0 S_0 T = 2,03 \cdot 10^5 \text{ г}/\text{год} = 200 \text{ кг}/\text{год} = 0,2 \text{ т}/\text{год}$ , т.е. при полукилометровой длине водозаборного участка насыпной фильтрующей дамбы и при двойном водообмене в водохранилище объемом 33,5 млн.  $\text{м}^3$  в него должно поступать в растворенном состоянии около 100 т карбоната кальция в год или в пересчете на концентрацию 0,0015 г/л, что намного меньше предельной растворимости  $\text{CaCO}_3$  в воде, равной 0,055 г/л. Эту концентрацию  $C = 0,0015 \text{ г}/\text{л}$ , в данном случае надо принимать в качестве исходной при обосновании возможности осуществления варианта селективно-фильтрующей разделительной дамбы.

Кстати, на участке дамбы с экранированным верховым откосом выщелачивание карбоната кальция будет происходить только в подтопленной зоне низового откоса дамбы, глубина которой определяется условиями фильтрации, “индуцированной” транзитным продольным потоком воды в подводящем канале. Глубина этой зоны, где будет наблюдаться конвективный “массоперенос”, не превысит 4 м, соответственно ее объем (при полукилометровой длине этого участка дамбы) примерно равен 20 тыс.  $\text{м}^3$ , а дополнительный вынос карбонатов кальция и магния [при интенсивности их растворения  $3,16 \cdot 10^2 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$ ] составит не более 64 т/год, что в пересчете на двойной объем водохранилища увеличит его минерализацию всего лишь на  $5 \cdot 10^{-4} \text{ г}/\text{л}$ .

Наиболее жесткие ограничения по содержанию в охлаждающей воде карбонатов кальция и магния, не более  $2,5 \text{ мг-экв}/\text{л} \approx 0,125 \text{ г}/\text{л}$ , устанавливают в случае использования для охлаждения воды градирен, а из представленных здесь расчетов видно, что при удлинении струенаправляющей

дамбы на 1 км и выполнении ее из известнякового камня в "фильтрующем" варианте и частично, примерно на 50%, с экраном на верховой ее грани минерализация водохранилища-охладителя Печорской ГРЭС будет на порядок ниже указанного минимального предела 0,125 г/л.

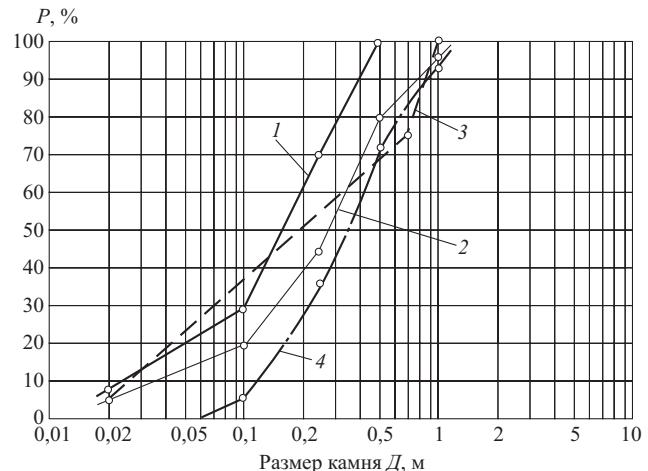
По своим гигиеническим показателям каменный материал, получаемый в Кожвинском карьере, соответствует требованиям ГОСТ 7392–85 и может без каких-либо ограничений использоваться во всех видах строительства.

Морозостойкость крупного щебня (получаемого дроблением кожвинского каменного материала) определялась Центральной строительной лабораторией ОАО Печорстрой и по имеющимся у нас результатам испытаний этого щебня оценивается, согласно ГОСТ 8367–93, маркой F200. Очевидно, что морозостойкость самого каменного материала будет более высокой и вполне отвечающей по этому показателю требованиям, предъявляемым к материалу разделительной дамбы.

**Оценка водопропускной способности каменного материала в нижнем фильтрующем слое разделительной дамбы.** Исходный для получения щебня каменный материал (горную массу) в Кожвинском карьере добывают поярусной разработкой взрывным способом залегающих на небольшой глубине под вскрышней пластов известняковой скальной породы, в связи с чем крупность (механический состав) каменного материала можно изменять в известных пределах, выбирая соответствующий регламент взрывных работ. В качестве примера на [рис. 4](#) показаны типовые графики механического состава камня, получаемого при различных способах разработки скальных массивов. Практически, не изменяя существующую технологию разработки карьера, можно получить каменный материал, крупность которого характеризуется графиком ([рис. 4](#), кривая 2).

Из опыта крупномасштабных исследований, проводившихся ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева в середине 60-х годов для обоснования проекта высотной Асуанской плотины на р. Нил [5, 6], известно, что при торцевой отсыпке несортированного крупнозернистого материала (горной массы) с высоты более 3 м происходит пофракционное его разделение (сегрегация), в результате которой нижняя часть (зона) насыпи формируется из крупных фракций (камней), а в верхней концентрируются в основном мелкие песчано-щебнистые фракции, образуя слабопроницаемый слой. Относительные мощности этих зон определяются зерновым составом материала.

Это явление, определяющее характер раскладки фракций по высоте, в значительной мере усиливается при отсыпке камня в воду за счет различия в гидравлических сопротивлениях, зависящих от крупности катящегося по откосу камня.



**Рис. 4. Графики механического состава несортированного каменного материала (горной массы), получаемого при разработке скального грунта буровзрывным способом:**

1 – для камня, выходящего при разработке туннелей; 2 – то же, при разработке канала; 3 – по нормативному справочнику по буровым работам на дневной поверхности (М.: Промстройиздат, 1957) 4 – расчетная крупность камня в фильтрующем (нижнем) слое разделительной дамбы ПГРЭС

Можно показать, что относительная толщина верхней слабопроницаемой зоны практически не зависит от высоты откоса, а определяется исключительно гранулометрическим составом отсыпаемого каменного материала, пропорционально возрастаая с увеличением коэффициента его разнозернистости.

Так, если известно процентное содержание в материале мелких фракций, являющихся его заполнителем  $p_3$ , а также пористость камня, образующего каркас  $n_k$ , то относительная толщина слабопроницаемой зоны  $t/T_h$  может быть ориентировочно оценена по формуле

$$\frac{t}{T_h} = \frac{p_3}{n_k}, \quad (1)$$

где  $T_h$  – общая высота насыпи.

В горной массе заполнителем обычно являются фракции частиц не крупнее 0,05 м, пористость каменного каркаса  $n_k$  изменяется в пределах 0,35 – 0,45. Тогда, принимая в качестве расчетного механический состав каменного материала, который (по графику 2 на [рис. 4](#)) характеризуется значениями  $p_3 = 0,1$  и  $n_k = 0,4$ , по формуле (1) находим, что при общей высоте возводимой первичной насыпи  $T_h = 8$  м толщина  $t$  верхней слабопроницаемой зоны в этой насыпи не превысит 2 м, а толщина (мощность) нижнего фильтрующего слоя в насыпи будет равна 6 м.

Вследствие концентрации мелкозернистых фракций каменного материала в верхней зоне насыпи средний размер камней в нижнем (фильтрующем) слое увеличится до 0,35 м (см. график 3 на [рис. 4](#)) и тогда, согласно методике расчетов, изло-

женной в [7], гидравлически эквивалентный диаметр поровых каналов в этом слое (с параметром неоднородности  $\eta_k = D_n/D_{1-n} = 0,26/0,40 = 0,65$ )

$$D_0 = 0,22\eta_k D_{50} = 0,22 \cdot 0,65 \cdot 0,35 = 0,05 \text{ м.} \quad (2)$$

Согласно [7] коэффициент ламинарной фильтрации крупнопористой среды (при  $D_0 > 0,2$  см)

$$K_L = \xi \frac{\Phi n g}{36v} D_0^2, \quad (3)$$

где  $\Phi$  – коэффициент, учитывающий форму сечения порового канала в зернистом материале (в данном случае  $\Phi = 0,5$ );  $n = 0,4$  – пористость материала;  $g = 980 \text{ см}/\text{с}^2$  – ускорение свободного падения;  $v = 0,016 \text{ см}/\text{с}^2$  – кинематическая вязкость воды (при  $t_w = 4^\circ\text{C}$ ),

$$\xi_2 = \frac{1}{\sqrt[3]{1 + 9 \cdot 10^{-8} \frac{g}{v^2} \sqrt[3]{\frac{g}{v^2}} D_0^4}}$$

– корректирующая функция, численное значение которой при температуре воды  $t_w = 4^\circ\text{C}$ ,

$$\xi_2 = \frac{1}{\sqrt[3]{1 + 54D_0^4}} = 0,034.$$

Соответственно этим данным находим, что  $K_L = 240 \text{ см}/\text{с}$ .

В [7] также приведена формула для определения коэффициента турбулентной фильтрации крупнообломочного материала

$$K_T = 17,9 n_k \sqrt{g D_0} \sqrt[6]{Ji}, \quad (4)$$

где  $Ji = \frac{\rho_w g}{E_w} D_0$  – критериальное отношение силы тяжести к силе упругости воды ( $E_w = 2,06 \text{ МПа}$ ).

В нашем случае расчетное значение коэффициента турбулентной фильтрации фракционированного каменного материала  $K_T = 40 \text{ см}/\text{с}$ .

Из-за отсутствия достаточно определенного представления о верхнем критическом значении градиента напора, соответствующем началу полной турбулизации фильтрационного потока в крупнозернистом материале, водоприток в подводящий канал через разделительную фильтрующую дамбу следует определять, используя двучленную зависимость Прони-Форхгеймера

$$i = v/K_L + (v K_T)^2, \quad (5)$$

где  $K_L$  и  $K_T$  – коэффициенты ламинарной и турбулентной фильтрации материала;  $i$  – градиент напора фильтрационного потока в этом материале;  $v$  – скорость фильтрации.

Трансформируя уравнение (5) в квадратное уравнение, находим

$$v = \frac{0,5K_T^2}{K_L \sqrt{1 + 4 \left( \frac{K_L}{K_T} \right)^2 i}} - 1, \quad (6)$$

т.е. скорость фильтрации воды в нижнем слое разделительной дамбы

$$v = 0,033(\sqrt{1 + 144i_c} - 1),$$

или, при заданном перепаде  $\Delta H = 1,0 \text{ м}$  уровней в водохранилище и подводящем канале и средней ширине нижнего слоя  $B = 20 \text{ м}$  соответственно градиенте напора  $i_c = 0,05$ , скорость фильтрации в этом слое  $v = 0,062 \text{ м}/\text{с}$  и при его расчетной толщине  $T = 6 \text{ м}$  удельный водоприток в подводящий канал  $q = vT = 0,37 \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{м})$ .

Имея в виду, что через разделительную дамбу надо одновременно пропустить циркуляционный и паводковый расходы, составляющие в сумме  $Q = 150 \text{ м}^3/\text{с}$ , длина водопропускного (фильтрующего) участка дамбы должна быть в этом случае не менее 400 м.

Начальный участок возводимой дамбы длиной 125 м (считая от места примыкания к существующей дамбе) предлагается выполнить нефильтрующим (“глухим”) с тем, чтобы водоприемная ее часть оказалась в зоне водохранилища со стабильной глубинно-температурной стратификацией.

Следует особо отметить, что через такую фильтрующую дамбу можно будет пропустить циркуляционный расход  $Q = 90 \text{ м}^3/\text{с}$  (какой потребуется после ввода в эксплуатацию второй очереди ГРЭС) при разнице уровней  $\Delta H = 0,5 \text{ м}$  в водохранилище и подводящем канале.

**Оценка эрозионной устойчивости грунтов основания фильтрующей разделительной дамбы.** В число исходных положений (критериев) проектирования фильтрующей разделительной дамбы входит весьма важный критерий – эрозионная устойчивость грунтов ее основания, нарушение которой в виде контактного размыва (эррозии) фильтрационным потоком в крупнообломочном материале приведет к просадочным деформациям тела дамбы.

Согласно материалам инженерно-геологических изысканий в основании реконструируемой разделительной дамбы залегают пылеватые пески средней плотности сложения, в которых содержится не менее 5% частиц крупнее 0,7 мм, что в значительной мере повышает устойчивость этих грунтов при эрозионном воздействии фильтрационного потока вследствие формирования в процессе размыва “отмостки” из частиц, не смыываемых потоком.

Эрозионную устойчивость песчаных и глинистых грунтов в подобных случаях рекомендуется оценивать по критериальным зависимостям, при-

веденным в [7, 8], согласно которым “размывающий” градиент напора  $i_p$  в крупнозернистом коллекторе (при диаметре поровых каналов  $D_0 > 0,2$  см) и песчаном основании

$$i_p = 2 \cdot 10^{-2} \exp 8,84 \left( \frac{d}{D_0} \right), \quad (7)$$

где  $d$  – расчетный диаметр частиц, из которых сформирована “отмостка”.

Полагая, что поверхность “отмостки” достаточно быстро выстилается самыми крупными, содержащимися в грунте частицами диаметром  $d = 2,5$  мм, по формуле (7) находим “размывающий” градиент напора  $i_p = 0,03$ , оказавшийся ниже прогнозируемого среднего градиента в фильтрующем слое дамбы при пропуске через него суммарного расхода  $Q = 150 \text{ м}^3/\text{s}$ .

“Размывающие” градиенты для варианта глинистого основания оказываются еще меньше, порядка 0,004 – 0,006. Следовательно, чтобы устранить опасность эрозии основания фильтрующей дамбы, его во всех случаях необходимо защитить неразмываемой прослойкой (толщиной не более 25 см) из разнозернистого песчано-гравийного грунта (например, такого, как русловый аллювий р. Печоры) либо сделать подложку из геосинтетики.

**Оценка влияния биологического фактора (наличия в водоеме фитопланктона) на работоспособность селективно-фильтрационного водоприемника.** Борьба с “цветением” воды в водоемах-охладителях, также как и в водоемах других типов, в значительной мере сводится к борьбе с сине-зелеными водорослями, “цветение” которых является результатом накопления теплового и органического загрязнения и приводит к вторичному органическому загрязнению.

Для развития сине-зеленых водорослей важно не столько количество веществ, сколько соотношение азота и фосфора в воде. Они получают преимущество (при прочих равных условиях) при соотношении  $N/P < 25$ , т.е. численность водорослей снижается при увеличении отношения азота и фосфора.

Массового развития сине-зеленые водоросли достигают при температурах воды от 18 до 34°C. Они хорошо развиваются при низком кислородном насыщении, а при насыщении 80 – 90% и выше размножение их резко замедляется. Поэтому одним из методов ограничения и подавления роста водорослей является искусственная аэрация воды.

Для водоема-охладителя Печорской ГРЭС характерны низкое содержание в нем биогенных элементов и органических веществ, а также отсутствие иловых отложений на дне, богатых органикой и биогенами.

Из других факторов, препятствующих ежегодному возрастанию интенсивности развития сине-зеленых водорослей (при отсутствии рыболовческого хозяйства в водоеме), можно отметить малую длину светового дня, а также низкие среднегодовые температуры. Кроме того, массовая гибель водорослей наблюдается во время ветрового волнения в водоеме, что характерно для водоема ПГРЭС, в котором развитие сине-зеленых водорослей сдерживается благодаря низкой концентрации минерального фосфора в воде, содержащегося только “в следах”.

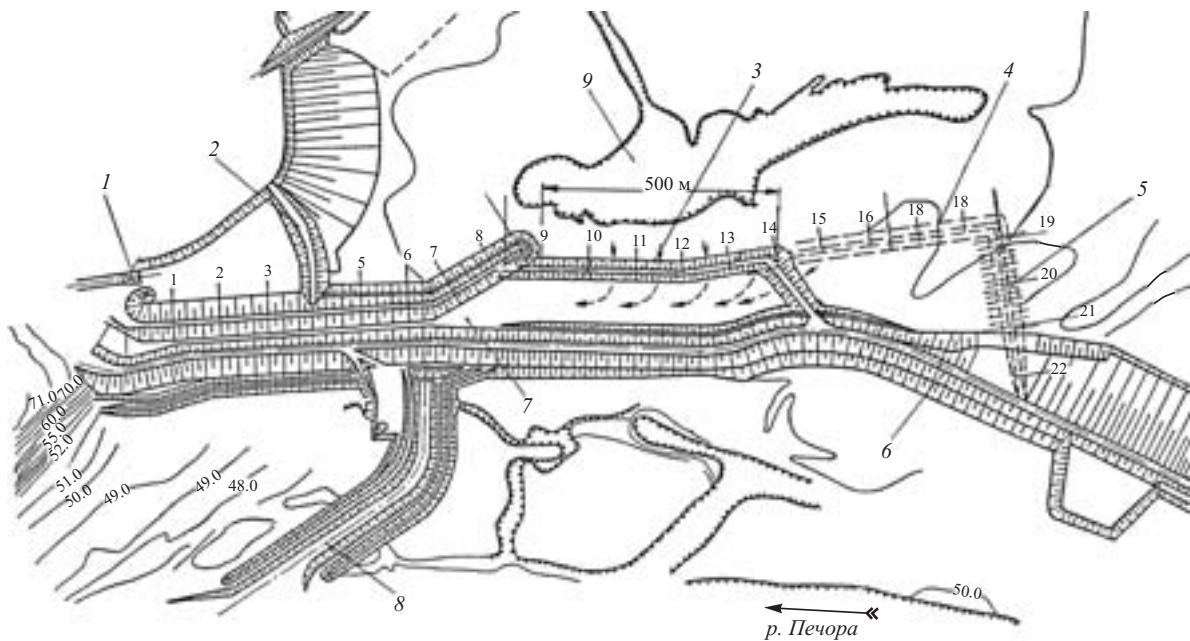
Основным фактором, благоприятствовавшим развитию сине-зеленых водорослей в водоеме-охладителе ПГРЭС в последние годы, являлось его обогащение биогенными элементами (в первую очередь, аммонийным азотом) в результате садкового рыболовства. Следует в связи с этим заметить, что аммонийная форма азота стимулирует развитие водорослей в несколько раз эффективнее нитратного азота.

Способствует развитию водорослей также наличие мелководий в дальнем от ГРЭС восточном участке водоема-охладителя и недостаточный водообмен при существующей в настоящее время схеме охлаждения сбросных вод, при которой протяженность их циркуляции составляет всего около 1 км. Только на этом участке обтекания потоком сбросных вод струенаправляющей дамбы наиболее интенсивны процессы самоочищения водоема, остальная часть которого является источником вторичного органического загрязнения, когда погодные условия благоприятствуют вегетации сине-зеленых водорослей. Таким образом, основной рекомендацией специалистов – гидробиологов по борьбе с вторичным органическим загрязнением водохранилища ПГРЭС и соответственно увеличением его самоочищающей способности является удлинение струенаправляющей дамбы.

Наиболее интенсивное развитие сине-зеленых водорослей отмечалось в водоеме ПГРЭС с 1989 по 1992 г., когда их биомасса в местах наибольшего скопления достигала 20 г/м<sup>3</sup>. Однако биомасса водорослей в среднем оставалась относительно невысокой – около 3 г/м<sup>3</sup>, причем мелкоклеточные разновидности водорослей в основном концентрируются в верхних слоях водоема, образуя в штилевую погоду зеленую пленку на его поверхности.

Из рассмотрения материалов гидробиологических исследований, выполнявшихся ГОСНИОРХ в 1992 – 1993 гг. на водохранилище ПГРЭС, следует, что вегетация фитопланктона (сине-зеленых, нитчатых зеленых и диатомовых водорослей) происходит лишь в верхних слоях водоема, при достаточном их освещении и нагреве до температуры 18 – 22°C.

В придонных слоях водоема-охладителя ПГРЭС фитопланктона нет, и поэтому отсутствует



**Рис. 5. Предлагаемый вариант компоновки водозаборных сооружений со струенаправляющей дамбой фильтрационно-селективного типа в системе охлаждения воды Печорской ГРЭС:**

1 – водосброс теплой воды; 2 – струераспределительная дамба; 3 – струенаправляющая дамба фильтрационно-селективного типа; 4, 5 – струераспределительная дамба и глубинный трубчатый водоприемник по первоначально разработанному ВНИИГ варианту системы; 6 – ограждающая дамба; 7 – подводящий канал; 8 – отводящий канал; 9 – затопленный водохранилищем карьер грунтовых материалов

опасность кольматирования фитопланктоном нижней фильтрующей зоны каменно-набросной струенаправляющей дамбы. Вместе с тем, ее верхняя слабопроницаемая зона будет задерживать фитопланктон, который в этом случае не попадет в подводящий канал.

В долговременной перспективе также необходимо учитывать благоприятный эксплуатационный фактор – бактериальную деструкцию накапливающейся на верховом откосе дамбы мертвой органики, что, в конечном счете, уменьшает риск биокольматажа фильтрационного водоприемника. И, вместе с тем, практически удастся предотвратить засорение фитопланктоном сеток на центральной насосной станции.

**Основные выводы и рекомендации по проектированию фильтрационно-селективного водоприемного сооружения.** На примере выполненной разработки исходных критериальных положений реконструкции системы техводоснабжения Печорской ГРЭС подтверждена целесообразность селективного забора воды из водоема-охладителя с характерной глубинно-температурной стратификацией, используя для этого фильтрационно-селективный водоприемник, функционально совмещенный с разделительной дамбой.

Конструктивно-технологические основы такого, не имеющего прямых аналогов ледостойкого водоприемного сооружения, разработаны во ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. Отличие данного устройства

от давно известных фильтрующих насыпей состоит в том, что водозаборный участок дамбы возводится из несортированного каменного материала (горной массы), отсыпаемого в воду с торцевой бровки готовой насыпи.

Конкретно, с целью обеспечения расчетной водопропускной способности фильтрующего участка дамбы, предлагается при ее возведении использовать эффект фракционирования (сегрегации) каменного материала, когда в процессе его отсыпки нижняя (придонная) зона насыпи формируется из содержащихся в материале крупных камней, а верхняя (пригребневая) зона насыпи, с избыточным содержанием в ней мелкозернистых фракций, оказывается слабопроницаемой и вследствие этого обеспечивается возможность селективного забора воды из придонных, более холодных слоев водохранилища.

Предложена соответствующая рассмотренному конструктиву методика оценки пригодности каменного материала, исходя из его характеристик устойчивости к растворению и водопроницаемости, а также даны рекомендации по оценке эрозионной устойчивости основания фильтрующей насыпи и влияния на ее водопропускную способность биологического фактора (наличия в водоеме фитопланктона).

На основе рассмотренных в данной статье критериев проектирования водозаборного сооружения фильтрационно-селективного типа впервые

осуществлена с привлечением специалистов ОАО «Ленгидропроект» опытно-конструкторская разработка такого сооружения в системе техводоснабжения Печорской ГРЭС.

В предложенном варианте (рис. 5) разделительная дамба, совмещенная с фильтрационно-сепарационным водоприемником, по своей длине будет вдвое короче дамбы (конструкция которой была на альтернативной основе разработана ранее) вместе с входящим в общую систему трубчатым водоприемником, состоящим из 30 пар стальных труб диаметром 1400 мм.

#### Список литературы

1. Аверкиев А. Г., Макаров И. И., Синотин В. И. Бесплотинные водозаборные сооружения. Л.: Энергия, 1969.
2. Срибный М. Ф. Фильтрующие искусственные сооружения и гидравлика турбулентной фильтрации. М.: Трансжелдориздат, 1993.
3. Справочник гидрогеолога. М.: Госгеолтехиздат, 1962.
4. Миланович П. Гидрогеология карста и методы исследования: Пер. с сербско-хорватского. М., 1980.
5. Жиленков В. Н. О замыве песком наброски из несортированного камня при пионерной отсыпке его в воду. – В кн.: Сборник докладов по гидротехнике. М.: Госэнергоиздат, 1962.
6. Радченко Г. А. Естественная сегрегация отсыпаемых каменных материалов. – Гидротехническое строительство, 1967, № 5.
7. П 59-94 / ВНИИГ. Руководство по расчету фильтрационной прочности грунтовых сооружений и их оснований. – Тр. ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, 1995.
8. Жиленков В. Н. О суффозионных критериях пригодности крупнозернистого материала, защищающего от размыва песчаное русло водотока. – Изв. ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, 1987.

# ТРУБЫ

на одном складе **в Москве**

БЕСШОВНЫЕ

по ГОСТам 8732-78 8734-75  
ТУ 14-3-190, ТУ 14-3-460

**Наше спец. предложение**

ГОСТ 8732-78: Д=32x3, 38x3, 42x4, 45x3,  
48x4-6, 50x5, 60x5, 68x4...

<p><b>Система скидок</b></p> <p style="text-align: center; font-size: 1.2em; font-weight: bold; margin-top: 10px;">095</p> <p>Отгрузка труб по фактическому весу</p>	<p style="text-align: right; margin-bottom: 0;">737-80-91</p> <p style="text-align: right; margin-bottom: 0;">737-53-79</p> <p style="text-align: right; margin-bottom: 0;">785-22-17(19)</p> <p style="text-align: right; margin-bottom: 0;">785-00-80(81)</p> <p style="text-align: right; margin-bottom: 0;">730-37-29(31)</p>
--	---

[www.xmm.ru](http://www.xmm.ru)

ХимМаш!  
МЕТАЛЛ

Официальный дилер

ОАО Днепропетровский Трубный Завод

## ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

### Наведенные напряжения на воздушных линиях при неоднородных трассах сближения

Ефимов Б. В., доктор техн. наук, Фастий Г. П., Якубович М. В., инженеры

Институт физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН

Статья посвящена расчету распределения по длине напряжений, которые могут воздействовать на ремонтный персонал, при работах на отключенной линии электропередачи, находящейся в зоне влияния работающей сети. Анализ выполняется при введении следующих допущений и положений. Рассматриваются только установившиеся синусоидальные процессы на частоте 50 Гц. Волновыми процессами и изменением фаз электромагнитных полей по всем координатам пренебрегаем. Рассматриваются только достаточно длинные параллельные участки сближения, для которых влияние концевых эффектов можно не учитывать. Все погонные параметры определяются по формулам плоскопараллельного поля. В нормальных режимах работы сети в качестве критерия опасности принимается уровень допустимого напряжения на заземлении в месте проведения ремонтных работ 42 В [1].

Решению задачи в такой постановке в последнее время посвящено достаточно много исследований, наиболее близкими из которых по тематике и методам расчета являются работы [2, 3]. В первой части настоящей статьи подробно рассмотрены вопросы физики возникновения наведенных напряжений с учетом влияния неоднородностей трасс сближения. При этом особое внимание уделено обоснованию структуры и параметров схем замещения. Во второй части приведены результаты расчетов влияния в реальной разветвленной сети, содержащей десятки линий.

Как известно, при сближении двух и более линий на проводах каждой из них наводятся продольные ЭДС, вызванные токами в фазных проводах соседних линий, а также напряжения относительно земли, определяемые электрическим полем параллельных линий. По установившейся терминологии первый эффект будем называть электромагнитным, а второй – электрическим влиянием. Поскольку задача рассматривается в линейной постановке, обе составляющие можно рассматривать отдельно, а результирующее напряжение в каждой точке по длине можно найти путем их векторного суммирования.

Будем считать, что на достаточно длинном участке (условно по прямой, параллельной координате  $x$ ) расположена трасса ремонтируемой линии

(РЛ). Параллельно РЛ на части трассы и на заданном расстоянии  $u$  проходит влияющая линия (ВЛ). Фазы ВЛ находятся под напряжением  $U_k$ , в них текут токи  $I_k$  (действующие комплексные значения фазных напряжений и токов в  $k$ -м проводе ВЛ). Режим работы ВЛ считается симметричным.

Электродвижущая сила взаимоиндукции на единицу длины  $j$ -го провода РЛ, индуцированная током  $I_k$ , определяется независимо от наличия остальных проводов по формуле  $E_{jk}^{\text{вн}} = Z_{jk} I_k$ , где  $Z_{jk}$  – комплексное погонное продольное взаимное сопротивление между  $j$ -м проводом РЛ и  $k$ -м проводом ВЛ, которое (в приближении однослойного грунта, при пренебрежении концевым эффектом и токами смещения в земле) на частоте 50 Гц можно определять по приближенной формуле [4]

$$Z_{jk} = 0,05 + 1000 \cdot j \cdot 0,0628 \ln \frac{D'_{jk}}{d_{jk}}, \quad (1)$$

где  $D'_{jk}$  – расстояние между  $j$ -м проводом РЛ и отражением  $k$ -го провода ВЛ относительно уровня “нулевого потенциала” под поверхностью земли [5];  $d_{jk}$  – кратчайшее расстояние между  $j$ -м проводом РЛ и  $k$ -м проводом ВЛ.

Наличие продольной ЭДС не изменяет потенциалы проводов РЛ относительно земли, а приводит к разделению зарядов. Наведенные заряды создают встречное поле, достаточное для сохранения постоянства потенциала на всей поверхности любого проводника, находящегося во внешнем поле. Разность потенциалов между всем проводником и землей в такой постановке не определена и должна быть задана из дополнительных соображений.

В случае, когда проводник заземлен в одной точке, потенциал всего проводника принимается равным нулю. Если РЛ заземлена в нескольких точках, то на участках между заземлениями под воздействием наведенных зарядов (внешней ЭДС) в проводах РЛ будет протекать уравнительный ток, полностью или частично компенсирующий влияние внешнего воздействия. В частности, когда с одной стороны провода РЛ заземлены на подстанции с малым сопротивлением контура заземления  $R_1$ , а на втором конце линия замкнута на сопротив-

ление  $R_2 \rightarrow \infty$ , то напряжение на  $R_2$  окажется равным по модулю и противоположным по знаку суммарной продольной ЭДС, т.е.

$$U_{j\text{рл(м)}} = \int_0^{l_{\text{рл}}} E_j^{\text{вн}}(l) dl, \quad (2)$$

где  $l_{\text{рл}}$  – длина ремонтируемой линии;  $E_j^{\text{вн}}(l)$  – в общем случае при неоднородных трассах сближения с несколькими ВЛ переменная по длине погонная продольная ЭДС.

Именно в смысле предела, при стремлении тока к нулю (в контурах, состоящих из проводов, а также двух и более заземлений) можно говорить о наведенных напряжениях под воздействием электромагнитного влияния. При сопротивлениях заземления по концам (а также в промежуточных точках линий), сравнимых с сопротивлением проводов, напряжение будет меньше, чем определено по уравнению (2), так как последовательно с источником ЭДС включается сопротивление проводов.

Для нахождения напряжений в местах заземлений (по концам и в промежуточных точках РЛ) необходимо рассчитать процессы во всей цепи, в том числе и учитывать влияние различных уравнительных токов в параллельных фазах РЛ. Если принять, что внешние ЭДС на всех проводах РЛ одинаковы, заземления в каждой из точек включаются на все фазы РЛ и собственные и взаимные параметры фаз равны друг другу, то эквивалентное сопротивление будет равно сопротивлению нулевой последовательности симметричного участка линии.

Если проводник по всей длине имеет идеальную изоляцию от земли, а его суммарный заряд задан равным нулю, то его потенциал по отношению к земле будет определяться электрическим влиянием. Наведенное напряжение может быть найдено из следующих соображений. Во-первых, электрическое поле на частоте 50 Гц можно считать сосредоточенным в воздухе вплоть до самых высоких удельных сопротивлений грунта. Тогда поверхность земли вдали от мест заземлений проводов и оконечных подстанций является поверхностью нулевого электрического потенциала. При сделанных допущениях все емкостные параметры практически строго можно определять по формулам электростатики [6] для тонких длинных проводов. Потенциал  $j$ -го провода РЛ, созданный зарядами на всех проводах, в общем случае будет

$$U_j^{\text{вн}} = \sum_{k=1}^3 \alpha_{jk} q_k, \quad (3)$$

где “вн” – верхний индекс, подчеркивающий, что это потенциал, созданный внешним полем;  $\alpha_{jk}$  –

собственные и взаимные потенциальные коэффициенты между  $j$ -м проводом РЛ и  $k$ -м проводом ВЛ или РЛ;  $q_k$  – заряд на  $k$ -м проводе.

В общем случае заряды неизвестны и подлежат определению. Считаем заданными напряжения на всех проводах ВЛ и, возможно, на заземленных проводах РЛ ( $U_j = 0$ ). Тогда выражение (3) можно рассматривать как систему уравнений  $m$ -го порядка ( $m$  – число проводов, на которых заданы напряжения) относительно неизвестных зарядов. Решая эту систему, можно найти все заряды на проводах.

Теперь необходимо найти потенциал в месте подвеса изолированного от земли незаряженного  $j$ -го провода РЛ при условии, что его присутствие не искажает картину внешнего поля. Для этого используем выражение (3) при заданных зарядах и матрице потенциальных коэффициентов, включая расчетный провод.

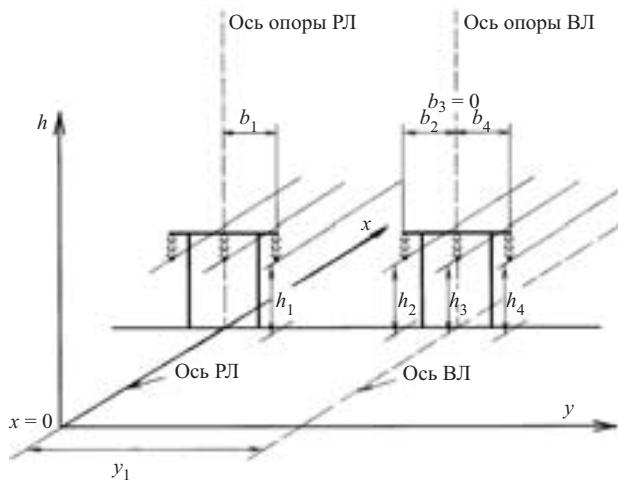
Следует подчеркнуть, что активное сопротивление (заземление) между проводом и землей включается параллельно собственной частичной емкости, которая в системе параллельных проводов может быть существенно меньше полной емкости провода на землю.

Если рассматривать приближенную постановку задачи, а именно, считать, что все провода РЛ изолированы, их потенциалы во внешнем поле равны и сопротивление заземления  $R_3$  подключается одновременно на три фазы РЛ (реальная ситуация при ремонтах линий), то в расчетах нужно брать утроенную среднюю частичную емкость проводов РЛ. Обозначим эту емкость  $C_{\text{л}}$ , а средний потенциал  $U_j$ .

Далее, в первом приближении можно пренебречь влиянием режимов включения проводов РЛ на напряжения, параметры и заряды проводов ВЛ, т.е. считать, что внешнее поле неизменно при любых способах заземления проводов РЛ. Тогда электрическое влияние можно эквивалентировать внешним источником тока  $I = j\omega C_{\text{л}} U_j$ , который включен параллельно с проводимостью  $1/R_3$ . Источник тока включен между проводом и землей. При однопроводной постановке задачи в расчетные схемы нужно включать обычную емкость одиночного провода РЛ на землю.

Совместный учет обеих влияющих составляющих имеет смысл проводить при больших токах на ВЛ. Если пренебречь сдвигом по фазе между током и напряжением в каждой фазе ВЛ, то угол сдвига между  $E_j$  и  $U_j$  будет приближаться к  $90^\circ$ . При более точных расчетах нужно учитывать соотношение активной и реактивной мощности в ВЛ и активную составляющую в продольных взаимных сопротивлениях.

Методические расчеты были проведены для случая сближения двух линий с горизонтальным расположением проводов (рис. 1). Расстояние между соседними фазами 4 м, средние высоты подвеса проводов 10 м, радиусы всех проводов 1 см.



**Рис. 1. Система координат при расчетах наведенных напряжений:**

ось опоры РЛ – ось опоры ремонтируемой линии (вертикальная ось координат ремонтируемой линии); ось опоры ВЛ – ось опоры влияющей линии (вертикальная ось координат влияющей линии); ось РЛ – ось ремонтируемой линии, совмещенная с началом общей системы координат

За расчетную фазу был принят правый провод РЛ. Влияние остальных фаз РЛ не учитывалось. (Проводу РЛ присвоен индекс 1. Индексами 2, 3 и 4 обозначены фазы влияющей линии в порядке удаления от РЛ.) Кратчайшие расстояния между ближайшими проводами РЛ и ВЛ ( $b_{12}$ ) всегда на 8 м меньше расстояния сближения линий электропередачи ( $y_1$ ), которое определялось как расстояние между плоскостями симметрии обеих линий. Последнее варьировалось от 40 до 200 м.

В расчетах (если не оговорено особо) было принято, что сближение происходит на всем протяжении обеих линий длиной 120 км. При анализе влияния транспозиций на ВЛ и РЛ они вводились на 40-м и 80-м километрах обеих линий. При этом для описания процессов на участках между транспозициями они, в свою очередь, разбивались на четыре части. Это позволило выводить результаты расчетов на графики и в таблицы через каждые 10 км.

Действующее значение фазного тока принято во всех расчетах  $I_\phi = 1000$  А, а фазного напряжения 100 кВ. Рассмотрим отдельно электромагнитное и электрическое влияние.

**Электромагнитное влияние.** Серия расчетов в схемах с различной степенью детализации схем замещения показала, что для обеспечения достаточной точности результатов не имеет смысла учитывать все неоднородности трасс линий. Для параллельных линий, расположенных на разных опорах, нужно рассматривать только участки длиной не менее нескольких пролетов. Все случаи конского сближения можно сводить к параллельным участкам по методике [7]. Для двухцепных линий необходимо учитывать и более короткие участки,

которые часто встречаются на подходах к подстанциям.

Наведенная ЭДС сначала достаточно быстро, а затем достаточно плавно уменьшается (при  $y_1$  более  $10b_{24}$ , где  $b_{24}$  – расстояние между крайними фазами ВЛ, спад происходит практически линейно). При этом ошибка в определении  $y_1$  на 10–20% слабо изменяет результат. Это существенно при проведении массовых расчетов, так как трассы сближения обычно известны лишь приближенно.

Рассмотрим следующие режимы для РЛ и ВЛ без транспозиций:

1. РЛ заземлена на одном конце.
2. РЛ заземлена по обоим концам (основной режим работы на ремонтируемых линиях):

а) сопротивление заземлений по концам сравнимо или больше собственного продольного сопротивления проводов (относительно короткие линии и повышенные сопротивления контуров оконечных подстанций);

б) сопротивления контуров подстанций ( $R_1$  и  $R_2$ ) много меньше сопротивления проводов.

В первом случае суммарная продольная ЭДС в произвольной точке линии определяется как  $U_1(x) = E_1^{\text{BH}} x$ , где  $x$  – текущая координата вдоль линии, а точка  $x = 0$  принята в месте заземления линии. Тогда график напряжений относительно земли представит собой прямую с наклоном  $|E_1^{\text{BH}}|$ . Максимальное напряжение на изолированном конце РЛ составит в рассматриваемом примере при сближении на 40 м:  $U_{\max 1} = E_1^{\text{BH}} l = 1,5$  кВ. Это предельное значение напряжения при  $R_2 \rightarrow \infty$  на втором конце линии.

Случай 2а с точки зрения процессов в РЛ приближается к изолированной линии.

В случае 2б в РЛ возникает значительный встречный ток, компенсирующий влияние  $E_1^{\text{BH}}$ . А при наличии встречного тока в РЛ разность напряжений между двумя произвольными точками  $x_1$  и  $x_2$  на участке, подверженном влиянию, будет меньше  $E_1^{\text{BH}}$  на величину падения напряжения на данном участке, вызванного указанным током  $I_{\text{пл}}(U_{x12}^I)$ .

С учетом этого обстоятельства можно сразу сказать, что при  $R_1 \rightarrow 0$  и  $R_2 \rightarrow 0$  наведенное напряжение на любом участке и на всей РЛ при сближении однородных линий по всей длине будет равно нулю, так как будет всегда выполняться равенство  $E_{x12}^{\text{BH}} = U_{x12}^I$ .

Если же сближение происходит на половине длины линии (для определенности от  $x_1 = 0$  до  $x_2 = l/2$ ). Ток в линии определится как  $I_{\text{пл}} = E_{l/2}^{\text{BH}} / Z_l$ , где  $Z_l$  – сопротивление провода всей линии, а не ее половины. Падение напряжения на

второй половине линии будет  $U_{l/2}^I = Z_{l/2} I_{\text{пл}}$ , где  $Z_{l/2} = Z_l/2$  – сопротивление половины длины линии. Падение напряжения между серединой линии и контуром подстанции, созданное током  $I_{\text{пл}}$ , будет  $U_{l/2} = E_{l/2}^{\text{BH}}/2$ . Внешняя ЭДС на этом участке отсутствует, поэтому  $U_{l/2}$  определит наведенное напряжение относительно земли. Отсюда в [3] сделан правильный вывод, что наличие внешней ЭДС на половине длины линии является наиболее опасным случаем при глухом заземлении линии по концам.

Теперь рассмотрим наведенные напряжения при полном цикле транспозиций на влияющей линии. Будем считать, что транспозиции сделаны на расстояниях  $l/3$  и  $2l/3$  ВЛ общей длиной  $l$ . Ремонтируемая линия по-прежнему идет вдоль всей ВЛ параллельно ей и не имеет транспозиций. При симметричной нагрузке в ВЛ на каждом из трех участков сближения наведенные продольные ЭДС будут равны друг другу по модулю и сдвинуты на  $120^\circ$  или в комплексной форме (полагая фазу ЭДС на первом участке равной нулю)

$$E_2 = E_1 e^{j \frac{2\pi}{3}}; E_3 = E_2 e^{j \frac{2\pi}{3}} = E_1 e^{j \frac{4\pi}{3}},$$

где  $E_1, E_2$  и  $E_3$  – суммарные ЭДС на каждом из участков, т.е.  $|E_{1,2,3}| = |E_l^{\text{BH}}|l/3$ .

Примем модули  $|E_1|, |E_2|$  и  $|E_3|$  равными единице. Длину каждого участка также примем единичной. Общая длина линии теперь равна  $l = 3$ . Ясно, что суммарная наведенная ЭДС равна нулю. Следовательно, равен нулю и ток в линии. Поэтому напряжения на РЛ не будут зависеть от сопротивлений заземлений по концам.

Рассмотрим нарастание внешней ЭДС от точки  $x = 0$ . Эпюра  $|U(x)|$  показана на рис. 2. На первом участке ( $0 \leq x \leq 1$ ) происходит линейный рост напряжения, полностью аналогичный случаю линии, заземленной только на одном конце (ток в РЛ равен нулю). Поэтому при  $x = 1$  наведенное напряжение будет равно  $1/3$  максимальной ЭДС, рассчитанной для сближения однородных линий по всей длине и заземлении при  $x = 0$ . Исходя из предыдущего ясно, что это максимальное значение при длинных участках между транспозициями может многократно превысить допустимое.

На среднем участке ЭДС будет определяться суммой двух векторов, сдвинутых на  $120^\circ$ . Первый вектор, определяемый начальным участком РЛ, остается постоянным. Второй линейно растет по мере увеличения  $x$  от 1 до 2. На середине этого участка сумма двух векторов в относительных координатах дает значение  $|U| = \cos 30^\circ = \sqrt{3}/2 = 0,866$ , что следует из рассмотрения треугольников на рис. 2. Эта ЭДС является минимальной на втором участке, где  $x_1$  – координата, отсчитываемая от се-

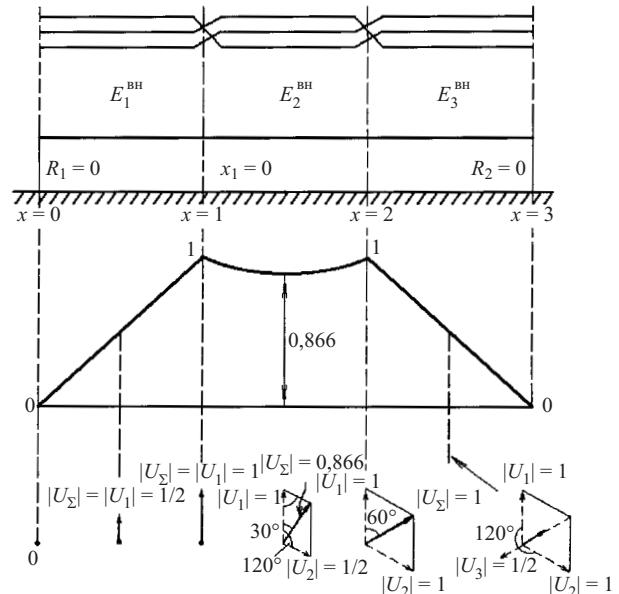


Рис. 2. Распределение наведенных напряжений при транспозициях на влияющей линии (электромагнитное влияние):

$$E_2^{\text{BH}} = E_1 e^{j \frac{2\pi}{3}}; E_3 = E_1 e^{j \frac{4\pi}{3}}$$

редины линии ( $x_1 = x - 3/2$ ). К концу второго участка сумма векторов снова дает 1, но вектор суммарной ЭДС повернут относительно ЭДС в начале этого участка на  $60^\circ$ .

Продольная ЭДС на третьем участке будет в противофазе к суммарной ЭДС в конце второго участка. Поэтому по мере увеличения  $x$  от 2 до 3 происходит линейный спад напряжения до значения  $U(x) = 0$  при  $x = 3$ .

Рассмотренный случай – один из наиболее опасных. Транспозиции на РЛ при отсутствии их на ВЛ влияют значительно слабее. Их влияние определяется только изменением взаимных сопротивлений из-за различных расстояний сближения между ВЛ и расчетным проводом РЛ. Поскольку эти сопротивления медленно спадают с увеличением  $y_1$ , то и наведенные напряжения (по направлению векторов почти совпадающие на разных участках) будут относительно близки.

**Электрическое влияние.** При отсутствии нагрузки на ВЛ, находящейся под напряжением, наведенные потенциалы будут определяться только электрическим полем. При однородном сближении по всей трассе и изолированной от земли РЛ это влияние не зависит от длины линий и определяется только потенциалами, которые возникли бы на оси расчетного проводника при его отсутствии.

Для неоднородных трасс сближения потенциал проводника принимает среднее значение потенциала по всей трассе. Для линий с постоянной геометрией наведенное напряжение пропорционально длине участка линии, подвергающегося влия-

нию, т.е. при влиянии на половине длины наведенное напряжение в 2 раза меньше, чем при влиянии по всей длине РЛ, и т.д. При этом абсолютное значение длин линий на значение этих напряжений не влияет.

Электрическое влияние значительно быстрее электромагнитного уменьшается при увеличении расстояния между ВЛ и РЛ. Это ясно из расчетных формул, поскольку в выражение для электромагнитного влияния входит эквивалентная глубина уровня нулевого потенциала, которая складывается с высотами подвеса проводов. В выражение для электрического влияния входят только сами эти высоты, что приводит к более быстрому спаду коэффициентов связи между проводами при таком же росте  $y_1$ .

Транспозиции как на ВЛ, так и на РЛ, практически не изменяют значения наведенных напряжений при электрическом влиянии.

При идеальном заземлении РЛ по концам и принятых допущениях потенциал ее проводов должен быть равен нулю. В развернутой схеме замещения расчеты дают снижение потенциала до малых, но не равных нулю значений вследствие влияния распределенной емкости линии и возникновения уравнительных токов от середины линии к ее концам.

В целом можно отметить, что электрическое влияние при заземленной РЛ оказывает на порядки более слабое воздействие, чем электромагнитное влияние при предельных токах в ВЛ. Однако оно может быть определяющим для двухцепных линий при передаче малых мощностей по действующей цепи.

**Влияние установки заземлений в месте ремонта на наведенное напряжение в этой точке РЛ.** Влияние заземлений в промежуточных точках РЛ оказывается существенно различным в зависимости от режимов ее заземлений по концам. При РЛ, заземленной по обоим концам, как показано ранее, преобладает электромагнитное влияние, а электрическим влиянием можно пренебречь. Для того, чтобы заметно снизить наведенное напряжение, в месте ремонта необходимо обеспечить сопротивление заземления, сравнимое с сопротивлением цепи "провод – контур ближайшей подстанции". Это требование невыполнимо при высоких значениях сопротивления грунта при работах не на первых от подстанций опорах. Единственным выходом из этой ситуации является разземление РЛ по концам и ее заземление только в одной точке – месте ремонта. В этом случае электромагнитным влиянием можно пренебречь.

Электрическое влияние максимально, значения напряжений на проводе могут достигать нескольких киловольт. Однако сопротивление заземления на РЛ подключается параллельно с емкостью линии. Если оценить емкость линии как 1 мкФ на 100 км, то емкостное сопротивление провода на

50 Гц будет порядка 3 кОм. Ясно, что сопротивление в десятки и даже сотни ом, включенное параллельно ему, будет многократно снижать напряжение по отношению к земле. Кроме того, следует отметить, что емкость при сокращении длины линии уменьшается. Поэтому для коротких линий значение сопротивлений в месте ремонта, достаточное для обеспечения безопасности работ, может быть значительно больше. Такие сопротивления легко обеспечиваются при практически любых проводимостях грунта.

Разработанная методика была использована для анализа опасности наведенных напряжений при ремонтах линий 110 и 150 кВ крупного сетевого предприятия. В качестве максимальной нагрузки задавалась максимальная допустимая токовая нагрузка по нагреву проводов [8]. При этом для максимальных внешних воздействий (возможно, достижимых только теоретически) рассмотрены три расчетных случая:

- 1) наведенные напряжения по всей длине не превышают 42 В, т.е. работы на такой линии можно считать безопасными;

- 2) при максимальных нагрузках на одной (или доминирующей) влияющей линии напряжение на ремонтируемой линии превышает 42 В. Для каждой из таких линий рассчитаны графики "зон опасного влияния". Длина этих зон зависит от нагрузки на влияющей линии и уменьшается со снижением последней. При некоторой нагрузке (почти всегда превышающей максимально возможную) длина опасной зоны становится равной нулю. Тогда ремонтировать такую линию можно так же, как и в первом случае, т.е. без применения специальных мероприятий по дополнительной защите персонала;

- 3) случай одновременного влияния нескольких линий электропередачи. Здесь перед проведением ремонтных работ необходим расчет по разработанному программному комплексу с заданием конкретных нагрузок на всех влияющих линиях.

Приведем пример расчета наведенных напряжений для одной из реальных линий.

Данная линия имеет два участка сближения с одной и той же ВЛ: от начала до 34,3 км и с 38,8 км до 47,2 км. Схема замещения состоит из шести звеньев (рис. 3). При максимальной нагрузке на ВЛ максимум наведенного напряжения составляет 228 В, т.е. пример относится ко второму случаю влияния. Длина опасной зоны в зависимости от нагрузки на ВЛ определяется по рис. 4. При работе на изолированной по концам РЛ сопротивление заземления не более 100 Ом обеспечивает безопасность ремонтных работ в любой точке линии.

Проанализированное сетевое предприятие имело 123 высоковольтные линии общей длиной около 3000 км. Из них 49 в соответствии с [1] считаются подверженными влиянию. По разработанной методике для всех этих линий были проведе-

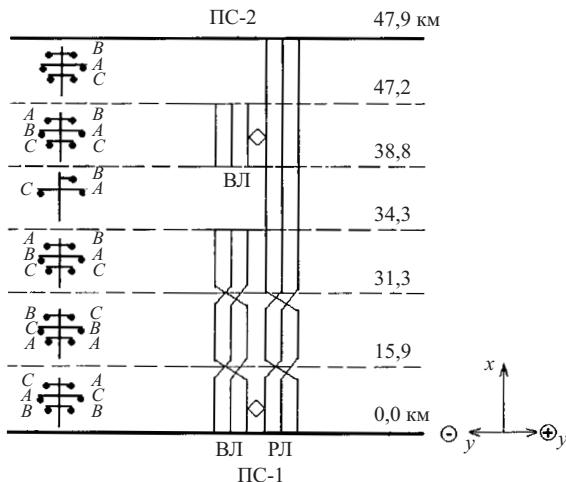


Рис. 3. Схема сближения ремонтируемой и влияющей линий

ны расчеты наведенных напряжений. Из них к первому случаю отнесено 28 линий, ко второму случаю отнесено 10 линий, и к третьему случаю – 11 линий. Таким образом, для большинства линий (38 линий из 49) наведенное напряжение либо не достигает опасного уровня, либо его значение может быть оценено на основе графика зависимости зоны опасного влияния от нагрузки на влияющей линии (рис. 4). Практически всегда возможно выполнение обслуживания этих линий в соответствии с ПТБ [1] без применения специальных мероприятий по проведению ремонтных работ. Для остальных линий (составляющих 9% общего числа линий) картину распределения наведенных напряжений можно получить с помощью разработанного комплекса программ.

Во всех случаях рассчитаны значения допустимых сопротивлений заземления линий в одной точке – месте ремонта (естественно, при перемещении этой точки вдоль ремонтируемой линии). При этом не разделяются случаи ремонтов на одной опоре или на двух соседних опорах, так как в пределах одного пролета наведенные напряжения практически не изменяются. В подавляющем большинстве случаев допустимые сопротивления заземлений имеют значения 100 Ом и более, что вполне реализуемо практически при любых параметрах грунта.

## Выводы

- При электромагнитном влиянии (обычный случай при заземленной по концам ремонтируемой линии) в случае сближения влияющей и ремонтируемой линий по всей длине ремонтируемой линии транспозиции на влияющей линии повышают уровни наведенного напряжения на ремонтируемой линии.



Рис. 4. Зона опасного влияния на ремонтируемой линии в зависимости от нагрузки (тока) на влияющей линии:

$P_1(I_1) = 27,02 \text{ МВт}$  (130 A) – нагрузка (ток), при превышении которой на ремонтируемой линии возникают участки с опасным напряжением (более 42 В);  $P_2(I_2) = 156,26 \text{ МВт}$  (751,8 A) – максимально допустимая нагрузка по нагреву проводов

2. Наихудшим вариантом сближения является сближение ремонтируемой и влияющей линий на половине длины ремонтируемой линии.

3. Электрическое влияние при заземленной РЛ оказывает на порядки более слабое воздействие, чем электромагнитное влияние при предельных токах в ВЛ. Оно может быть определяющим только для двухцепных линий при передаче малых мощностей по действующей цепи. Поэтому эффективным способом повышения безопасности ремонтных работ в таких случаях является разземление линии во всех точках, кроме места ремонта.

4. Разработанные методика и комплекс программ позволяют произвести детальный расчет распределения наведенных напряжений на линиях электропередачи и выбрать необходимые режимы заземления РЛ, а также значения сопротивлений заземлителей в месте ремонта, обеспечивающих безопасную работу персонала.

5. Анализ электромагнитной обстановки вдоль всех трасс ремонтируемых линий типичного сетевого предприятия показал, что для подавляющего большинства линий (более 90% всех ВЛ) наведенные напряжения вообще не представляют опасности, или допустимость проведения работ по обычной схеме (с заземленной по концам ремонтируемой линией) может быть определена по простейшим, заранее рассчитанным графикам.

6. Для нескольких линий (менее 10% всех ВЛ), подверженных одновременно влиянию нескольких ВЛ, опасные напряжения возникают при нагрузках, близких к максимально возможным. В этих случаях на сетевых предприятиях для проведения работ на ремонтируемой линии, заземленной по концам, необходимо выполнить расчет наведенных напряжений при реальных нагрузках в дни ремонта.

7. Во всех случаях заземление линии только в месте проведения работ является эффективной мерой повышения безопасности ремонтных работ на линии электропередачи. Поэтому в случаях, когда ремонт линии электропередачи производится только одной бригадой в пределах одного пролета,

этот способ можно рекомендовать в качестве основного.

### Список литературы

1. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. Тураев В. А. О наведенных напряжениях на воздушных линиях. – Электрические станции, 1995, № 8.
3. Васюра Г. Ф., Черепанова Г. А., Легконравов В. Л. Исследование наведенных напряжений на отключенных линиях электропередачи. – Электрические станции, 1999, № 2.
4. Техника высоких напряжений / Под ред. Костенко М. В. М.: Высшая школа, 1973.
5. Костенко М. В., Перельман Л. С., Шкарин Ю. П. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. М.: Энергия, 1973.
6. Нейман Л. Р., Демирчян К. С. Теоретические основы электротехники. Л.: Энергоиздат, 1981, т. 2.
7. Костенко М. В. Влияние электрических сетей высокого напряжения на техно- и биосферу. Л.: ЛПИ, 1984.
8. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под редакцией Баумштейна И. А., Бажанова С. А. М.: Энергоатомиздат, 1989.

## О результатах мониторинга перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях на землю в распределительных кабельных сетях<sup>1</sup>

Качесов В. Е., Ларионов В. Н., Овсянников А. Г., кандидаты техн. наук

**Новосибирский ГТУ – ОАО “Барнаульские городские электрические сети” Алтайэнерго**

Городские кабельные распределительные сети, являющиеся неотъемлемым звеном в цепи передачи электрической энергии и достигающие по суммарной протяженности сотен километров, в значительной степени определяют надежность электроснабжения электропотребителей большинства современных городов. Наряду с механическими и тепловыми перегрузками кабельные линии подвержены электрическим перегрузкам – перенапряжениям, связанным с различного рода переходными процессами в сети. Последние являются причиной как, собственно, пробоя изоляции кабелей, так и ухудшения ее электрических характеристик в длительном процессе эксплуатации.

Перенапряжения, представляющие лишь малый временной интервал различного рода переходных процессов, в большей своей части являются случайными величинами. Поэтому основные характеристики перенапряжений – амплитуда, длительность и частота их появления имеют значительные разбросы. В то же время координация изоляции сетей должна исходить из реальных характеристик действующих перенапряжений, определяемых схемой сети и составом ее оборудования.

Определение реального потока перенапряжений и их характеристик, оценка текущего состояния изоляции всей сети и отдельных ее компонентов, а также правильность работы некоторого оборудования могут быть осуществлены на основе

непрерывного мониторинга аномальных режимов сети.

К сожалению, этому вопросу не уделялось должного внимания в последнее время. Одной из причин такой ситуации была сложность реализация такого мониторинга, а другой – бурное развитие различного рода систем моделирования переходных процессов. Например, для этих целей широко используется известная программа Electromagnetic Transients Program (EMTP) [1]. Однако, во-первых, идеально совершенных программ моделирования не существует, а во-вторых, до сих пор не отработана даже теплофизическая модель горения дуги (особенно в закрытом канале), которая в значительной степени определяет протекание многих переходных процессов, связанных с дуговыми перенапряжениями. Поэтому только мониторинг может представить реальный поток аномальных режимов и действительную картину процессов, проходящих в сети.

**Аппаратно-программный комплекс для мониторинга.** Современные средства вычислительной и измерительной техники позволяют осуществлять контроль за быстропротекающими переходными процессами, а в ряде случаев и их управлением. Частотный спектр внутренних перенапряжений, имеющих место в распределительных сетях, находится в большинстве случаев в диапазоне единиц – десятков килогерц, что позволяет применять для их регистрации относительно недорогие современные средства регистрации – аналого-цифровые преобразователи (АЦП) средней производительности. Использование последних в сочетании с современными ЭВМ дает возможность внедрять непрерывный мониторинг перенапряжений и их обработки, а соединение последнего с современными средствами коммуникации позволяет стро-

<sup>1</sup> Авторы выражают благодарность главному инженеру городских электрических сетей г. Барнаула Афанасьеву В. А., начальникам отделов соответственно диспетчерской службы ПТЛ Лаврину А. И. и Хейфману О. Г. за содействие и техническую помощь при проведении экспериментов на энергетических объектах г. Барнаула.



Рис. 1. Аппаратно-программный комплекс для мониторинга переходных процессов в распределительных сетях

ить системы непрерывной диагностики состояния изоляции.

Разработанный на кафедре техники и электрофизики высоких напряжений НГТУ аппаратно-программный комплекс [2, 3] позволяет регистрировать напряжения на шинах питающих подстанций распределительных сетей в аварийных (при необходимости в нормальных) режимах, а также токи в отдельных присоединениях. Комплекс построен на базе многоканального аналого-цифрового преобразователя с полосой пропускания до десятков килогерц (в одноканальном режиме – до сотен килогерц), работающего в составе IBM PC совместимого компьютера.

Системный блок персональной ЭВМ (со встроенным в него АЦП) запитывается от источника бесперебойного питания, предназначенного для исключения проникновения помех и останова регистрации при возникновении переключений на устанавливаемых объектах – главных питающих пунктах (ГПП) или распределительных подстанциях (РП). АЦП подключается посредством коаксиальных кабелей к высоковольтным делителям, которые монтируются в ячейках измерительных трансформаторов напряжения (или резервных ячейках, если таковые имеются). Для регистрации тока в дугогасящей катушке (ДГК) на ее заземляющем спуске устанавливается ШТТ. Типичная комплектация системы мониторинга приведена на рис. 1.

В качестве датчиков первичных сигналов используются широкополосные трансформаторы тока (ШТТ) и емкостные делители напряжения (ЕДН), выполненные на базе высокостабильных высоковольтных конденсаторов. Высоковольтное плечо делителей выполнено из конденсаторов типа ФГТИ-20-1100 пФ, низковольтное – из керамических конденсаторов К73-17-4,7 мкФ, подобранных по емкости для обеспечения коэффициентов деления делителей всей фаз с разбросом не более 2%. Входное сопротивление АЦП, составляющее 1 МОм, определяет постоянную времени делителя

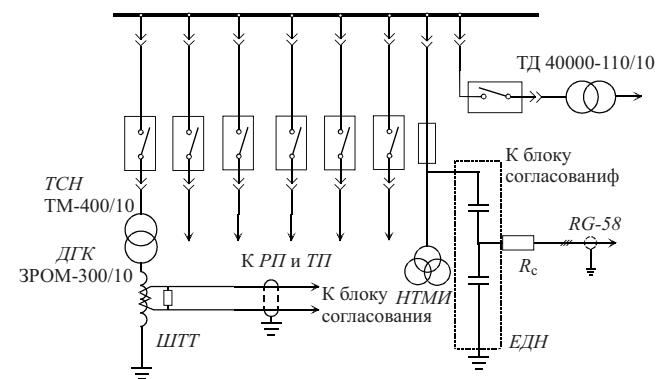


Рис. 2. Схема подключения измерительного комплекса

(т.е. границу пропускания в области низших частот). Высшая частота регистрации зависит от числа опрашиваемых каналов и минимального времени преобразования. Время преобразования применяемого 12-разрядного АЦП в многоканальном режиме составляет 3 мкс, что, например, при регистрации напряжений на двух секциях шин дает шаг опроса каждого канала измерения  $3 \times 6 = 18$  мкс. С таким шагом удовлетворительно регистрируются процессы с частотой до 5–7 кГц.

Схема подключения измерительного комплекса представлена на рис. 2.

Частота колебаний свободной составляющей напряжения после гашения дуги при однофазном дуговом замыкании (ОДЗ) приближенно (без учета индуктивностей питаемых трансформаторов и линий) может быть оценена по выражению

$$f_0 \approx \frac{1}{2\pi\sqrt{L_u C_1}},$$

где  $L_u$  и  $C_1$  – индуктивность рассеяния источника и емкость сети по прямой последовательности. Для большинства схем протяженных кабельных сетей эта частота не превосходит 3 кГц, поэтому указанная верхняя граница регистрируемых частот позволяет удовлетворительно отображать высокочастотные составляющие процессов.

Реакция измерительного комплекса на прямоугольный импульс с амплитудой 10 В и временем нарастания 0,2 мкс приведена на рис. 3 (емкость верхнего плеча делителя увеличена до 0,23 мкФ, длина коаксиального кабеля 15 м).

Из рис. 3, б видно, что низкочастотные процессы удовлетворительно регистрируются при частотах вплоть до долей герц (значение нижней границы полосы пропускания всего измерительного тракта по уровню 1 дБ составляет 0,1 Гц).

При регистрации перенапряжений в зависимости от типа используемого АЦП программа обслуживания измерительной системы по сигналу программного или аппаратного компаратора останавливает АЦП, работающий в режиме электронного

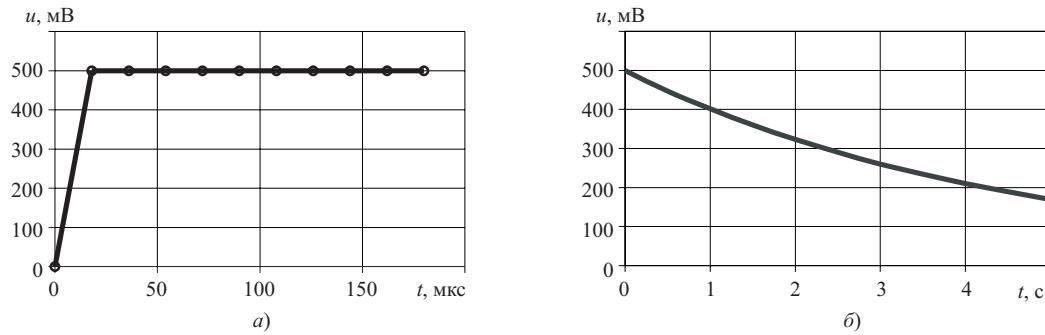


Рис. 3. Реакция измерительной схемы на прямоугольный импульс:

*a* – область малых времен; *б* – область больших времен

самописца, регистрируя как переходный процесс, так и предаварийный режим.

Работа АЦП в режиме прямого доступа к памяти (ПДП) позволяет реализовать непрерывное измерение информации по всем входным каналам и ее одновременный анализ. На этом принципе реализуется режим самописца без использования каких-либо внешних компараторов (что намного упрощает измерительный комплекс и повышает его надежность). Основа алгоритма обработки информации (рис. 4) состоит в том, что создаются два одинаковых блока данных, и весь цикл измерения заключается в одновременном анализе данных предыдущего блока и заполнении (чтении из АЦП) последующего (исключение составляет самый первый измеряемый блок, поскольку данные для обработки еще отсутствуют).

Трехлетний опыт эксплуатации программно-аппаратного комплекса на различных объектах городских распределительных сетей г. Барнаула позволил накопить данные о реальных аварийных событиях, связанных с различного рода переходными процессами в сети.

**Результаты мониторинга.** Длительный период времени мониторинг перенапряжений выполнялся в радиальной питающей компенсированной сети 10 кВ. Основной целью мониторинга являлось определение основных характеристик перенапряжений, связанных с дуговыми замыканиями на землю, являющимися наиболее частыми причинами возмущений в сети, а также оценка характеристик перенапряжений другого происхождения. В качестве объекта исследований были выбраны

участки кабельной сети с расчетными емкостными токами замыкания порядка 45 и 65 А, которые компенсировались дугогасящими катушками (ДГК) типа ЗРОМ. Величина тока замыкания определялась на основе данных о протяженности и марках проложенных кабелей.

В результате мониторинга из всего потока переходных процессов было зарегистрировано 17 дуговых замыканий на землю. Как показал анализ, *первичный пробой* изоляции в зарегистрированных событиях всегда происходил при напряжении, близком к фазному максимальному  $U_{\text{фм}}$  (8,16 кВ), т.е. в нормальном эксплуатационном режиме. Профилактические испытания кабелей 10 кВ в зависимости от сроков их эксплуатации, числа соединительных муфт, типа концевых заделок и других факторов выполняются с периодичностью 1–5 лет [6] (т.е. со средней периодичностью порядка 3 лет) постоянным напряжением  $U_{\text{исп}} = (4 \div 6)U_{\text{лин}}$ , что равносильно переменному напряжению  $(2,9 \div 4,3)U_{\text{фм}}$  [7]. Это свидетельствует о том, что электрическая прочность отдельных кабелей (или их участков) по различным причинам (исключая случаи прямых механических повреждений) может значительно снижаться за указанный (а иногда меньший) интервал времени.

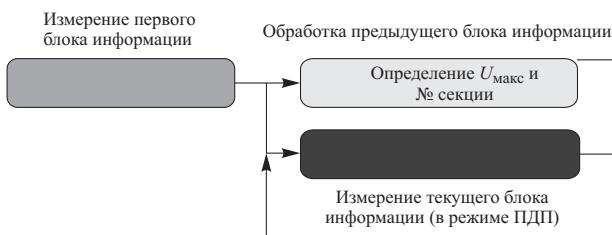


Рис. 4. Иллюстрация алгоритма обработки измерительной информации

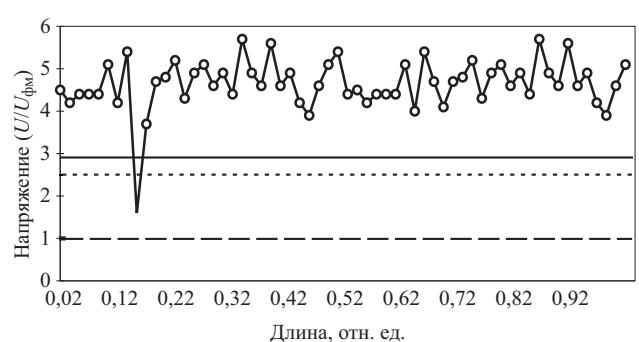


Рис. 5. Стилизованная диаграмма распределения электрической прочности по длине кабеля и напряжения, действующие на кабельную изоляцию:

$\circ$  –  $U_{\text{з.пр}}$ ; — — — —  $U_{\text{фм}}$ ; — — —  $U_{\text{исп.мин}}$ ; - - -  $U_{\text{пп}}$

Стилизованную (воображаемую) картину распределения электрической прочности  $U_{\phi, \text{пр}}$  вдоль кабеля единичной длины можно представить как случайную кривую (рис. 5), каждая точка которой имеет тенденцию к снижению (хотя под действием сезонных климатических изменений и тепловых процессов она может несколько колебаться относительно некоторого более устойчивого состояния). При достижении одной из точек уровня испытательного напряжения происходит пробой этого участка и подъем его до послеремонтной прочности на новый, более высокий уровень. Такую же роль, в какой-то степени, играют перенапряжения в сети  $U_{\text{пп}}$ , особенно дуговые, охватывающие всю сеть. Коэффициент импульса последних, по отношению к постоянному напряжению, приближенно можно принять равным 1 при количестве воздействующих импульсов напряжения, ограниченных несколькими сотнями [8]. Уровень таких "испытательных" напряжений ниже, а последствия "испытаний" сопряжены с большими материальными и финансовыми издержками.

На рис. 6, а и б приведены характерные осцилограммы естественного однофазного дугового замыкания. Первичный пробой фазной изоляции произошел при напряжении, близком к фазному максимальному. Максимальные перенапряжения, достигнутые в первый момент времени, не превысили 15 кВ (примерно  $1,8U_{\text{фм}}$ ). Это обусловлено практически полным отсутствием колебаний напряжения свободной частоты на неповрежденных фазах. Повторные пробои в дуговом промежутке в начальный момент горения дуги происходили при напряжении ( $0,8 \div 1,0$ ) $U_{\text{фм}}$ . В большинстве случаев напряжение повторного пробоя несколько уменьшается при стабилизации процесса горения дуги, снижаясь до ( $0,6 \div 0,7$ ) $U_{\text{фм}}$ . Ряд зарегистрированных событий показывает медленное обуглероживание канала дуги и переход его в хорошо проводящее состояние, когда характер замыкания близок к устойчивому замыканию на землю. Длительность такого перехода составляет, как правило, единицы минут.

В ряде событий зарегистрированы ОДЗ с самогашением дуги. На изображенной на рис. 7 осцилограмме самогашение дуги происходит при постепенно возрастающем напряжении повторного пробоя, которое в конечной фазе горения дуги достигает линейного значения. В данном случае значительная переходная составляющая, не способная вызвать свободных колебаний в силу значительного затухания, не приводит к появлению существенного всплеска напряжения на неповрежденных фазах.

Анализ кривых восстанавливающегося напряжения на поврежденных фазах (в том числе и на приведенных рисунках) показывает, что степень компенсации тока замыкания на землю во всех за-

регистрированных аварийных режимах явно недостаточна (наблюдается быстрый рост восстанавливающегося напряжения после погасания дуги). Этот момент в значительной мере связан с потоком перенапряжений на неповрежденных фазах и с уровнем токов, воздействующих на дефект изоляции поврежденного кабеля, а также, в связи с последним, с условиями самогашения дуги.

На основе записанных регистратором осцилограмм качество настройки ДГК можно контролировать:

по скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе в режиме устойчивого горения дуги [2], анализируя амплитуду колебаний на поврежденной фазе;

по частоте заполнения  $f_3$  (если ее удается оценить с достаточной точностью), исходя из которой частота свободных колебаний  $\beta = 2f_3 - \omega$ , а коэффициент компенсации  $K = (\beta/\omega)^2 = (2f_3/\omega - 1)^2$ ;

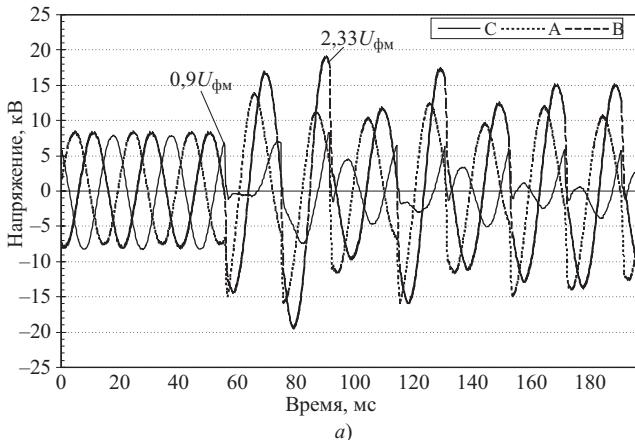
по результатам измерения тока в ДГК в переходных режимах.

Прямые измерения на различных участках сети показали 20 – 40%-ную недокомпенсацию токов замыкания на землю (реальные значения токов составили 64 и 93 А), что, несомненно, многократно увеличивает поток перенапряжений и существенно снижает вероятность успешного самогашения дуги. Указанный факт также подтверждают некоторые осцилограммы аварийных режимов, соответствующие резонансам напряжений при недокомпенсации емкости сети. Практически на всех измеренных участках сети токи превышали нормируемый ПУЭ предел 20 А – для сетей 10 кВ и 30 А – для сетей 6 кВ.

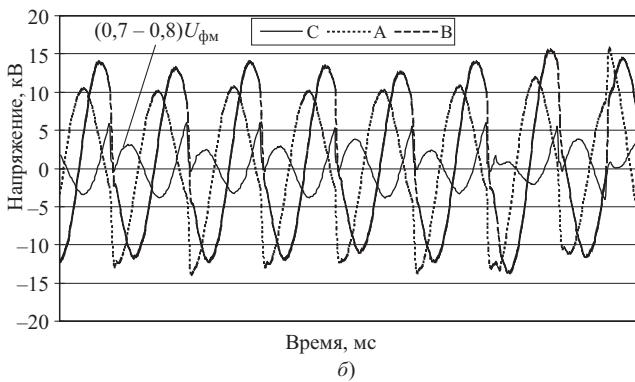
При возникновении дуговых замыканий в сети со значительной раскомпенсацией фазной емкости наибольшие уровни перенапряжений наблюдаются в основном в первые 50 – 100 мс после пробоя, что обусловлено процессом стабилизации канала пробоя (обуглероживанием канала, его расширением и др.). Статистические характеристики перенапряжений, полученные по результатам 17 осцилограмм естественных ОДЗ, приведены в

Таблица 1  
Статистические характеристики  
перенапряжений при ОДЗ

Параметр	Распределительная компенсированная кабельная сеть 10 кВ (компенсация 60 – 80%, естественные ОДЗ)	Объем выборки	Воздушная и кабельная сети 6 кВ (Лихачев Ф. А., искусственные ОДЗ)	Объем выборки
$M[U_{\max}]$ , ( $\sigma$ )	2,31 (0,17)	17	–	–
$M[U_{\text{фм}}]$ , ( $\sigma$ )	2,17(0,14)	27	2,25(-)	97
$M[U_{100}]$ , ( $\sigma$ )	2,05(0,12)	108	–	–



a)



б)

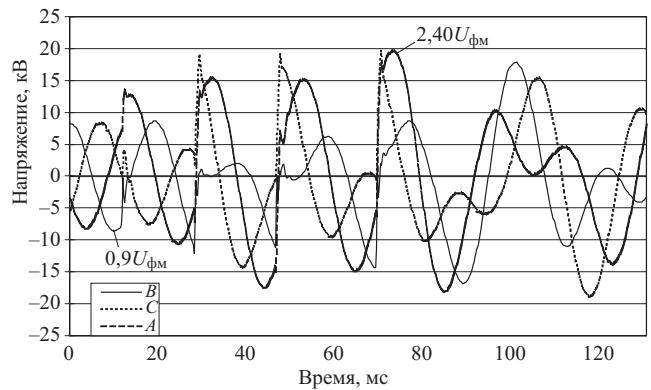
**Рис. 6. Осциллограммы напряжений при ОДЗ ( $I_t \approx 20$  А,  $K \approx 70\%$ ):**

a – начальная фаза; б – спустя 30 с горения дуги

**табл. 1.** Максимальный уровень перенапряжений, достигнутый в переходных процессах, составил 20–21 кВ (примерно  $2,4 U_{\text{фм}}$ ), а среднее значение максимальных перенапряжений  $M[U_{\text{max}}] = 18,9$  кВ ( $2,31 U_{\text{фм}}$ ). При учете перенапряжений на обеих неповрежденных фазах, т.е. при статистической обработке фазоперенапряжений ( $U_{\text{фп}}$ ), их среднее значение снижается до уровня  $M[U_{\text{фп}}] = 17,7$  кВ ( $2,17 U_{\text{фм}}$ ). Число всех фазоперенапряжений, возникших в первые 100 мс ( $U_{100}$ ) с уровнем более 15 кВ (примерно  $1,05 U_{\text{лин}}$ ), составило 108. На **рис. 8**, приведена гистограмма плотности распределения фазоперенапряжений в первые 100 мс переходного процесса.

При установлении стабильного процесса горения дуги появление перенапряжений при повторных пробоях с большими уровнями маловероятно. Как правило, устанавливающийся процесс дугового замыкания сопровождается максимальными напряжениями на неповрежденных фазах, незначительно превышающими линейное значение.

В [4] приведен статистический материал опытных данных по дуговым перенапряжениям в воздушных и кабельных сетях 6 и 10 кВ, согласно которому предельные перенапряжения достигали величин примерно равных  $3,1 U_{\text{фм}}$ . Сопоставление показывает, что перенапряжения в рассмотренной



**Рис. 7. Осциллограммы напряжений с самогашением дуги спустя 60 мс после первичного пробоя**

разветвленной кабельной сети 10 кВ имеют меньшие максимальные значения. Это обусловлено большим затуханием на частотах свободных колебаний в кабельных сетях, в результате которых переходные процессы напряжений на неповрежденных фазах, возникающие при повторных зажиганиях дуги, имеют апериодический характер. Этот же факт, очевидно, повлиял и на уменьшение среднего значения фазоперенапряжений (см. **табл. 1**).

Затухания на частотах свободных колебаний во многом обусловлены потерями в канале дуги и нагрузке, значительная часть которой является активной. Характер процесса определяется также топологией сети и местом замыкания. Для рассмотренной сети особенностью ее топологии является удаленное расположение (более 3 км от центра питания) некоторых РП с большим количеством присоединений, питающих значительные нагрузки. Поскольку протекание токов колебаний свободной частоты в основном происходит по жилам и оболочкам кабелей (токи, протекающие по земле, невелики), то протяженные участки сети (например, питающие линии) вносят значительные активные сопротивления в колебательный контур, которые в совокупности с другими слагаемыми становятся соизмеримыми с удвоенным значением характеристического сопротивления контура, составляющим для разветвленных кабельных сетей с токами замыкания порядка 100 А от 5 до 15 Ом. По этой же причине при ОДЗ на удаленном от источника питания конце длинного кабеля в силу значительного затухания периодические колебания на высоких частотах часто не возникают или имеют большие декременты. Меньшие потери имеют место в изоляции линий, в трансформаторах источника и понижающих трансформаторах на вихревые токи [9].

В качестве примера, показывающего влияние нагрузки и места замыкания на затухание свободной составляющей в переходном процессе замыкания на землю, в **табл. 2** приведены расчетные величины потерь (с применением [1]) в канале дуги для участка кабельной сети (**рис. 9**), близкой по па-

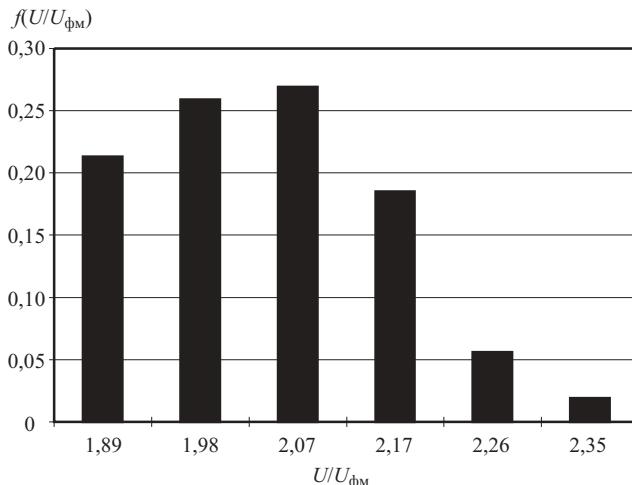


Рис. 8. Гистограмма плотности распределения фазоперенапряжений при ОДЗ в первые 100 мс после первичного пробоя

раметрам к исследуемой, в которой от центра питания (ЦП) отходят питающие линии к двум удаленным на расстояние 3 км РП. Емкость сети в узлах ЦП и РП2 моделировалась сосредоточенной и составляла соответственно 20 и 40% общей; в узле РП2 нагрузка питалась по линиям, составляющим вместе с питающими 40% емкости сети. Емкостный ток замыкания на землю составлял 73 А. Нагрузка ( $\cos \varphi = 0,97$ ) по узлам распределялась следующим образом: РП1 – 67, РП2 – 20, ЦП – 13%. Питающие линии имели сечение 240  $\text{мм}^2$ , остальные (длиной 1 – 2 км) – 120  $\text{мм}^2$ . Модели линий для большей достоверности определения потерь были приняты частотно-зависимыми. Сопротивление дуги, значительно изменяющееся в процессе горения, было принято постоянным и равным 10 Ом [10].

Уменьшение потерь в дуге при увеличении мощности нагрузки и удалении места замыкания от источника питания свидетельствует об увеличении затухания и соответственно приводит к увеличению сопротивления  $R$  в эквивалентном последовательном  $RLC$ -контуре, характеристическое сопротивление которого приближенно может быть определено как

$$Z_c = \sqrt{\frac{0,75L_i}{C_\phi + C_{\phi\phi}}},$$

где  $C_\phi$  и  $C_{\phi\phi}$  – фазная и междуфазные емкости сети.

Для моделируемой сети  $Z_c = 6,3$  Ом (для исследованных участков реальной сети сопротивления имеют близкие значения); его удвоенное значение соизмеримо с активным сопротивлением контура  $R$ . Поэтому при близких к источнику питания замыканиях и слабой загруженности сети колебания

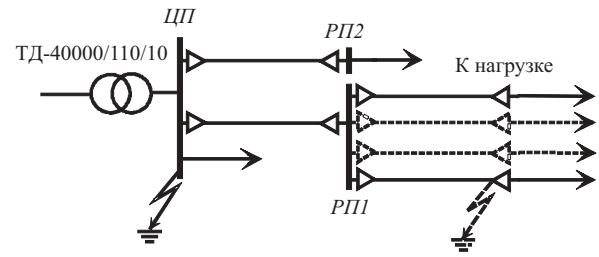
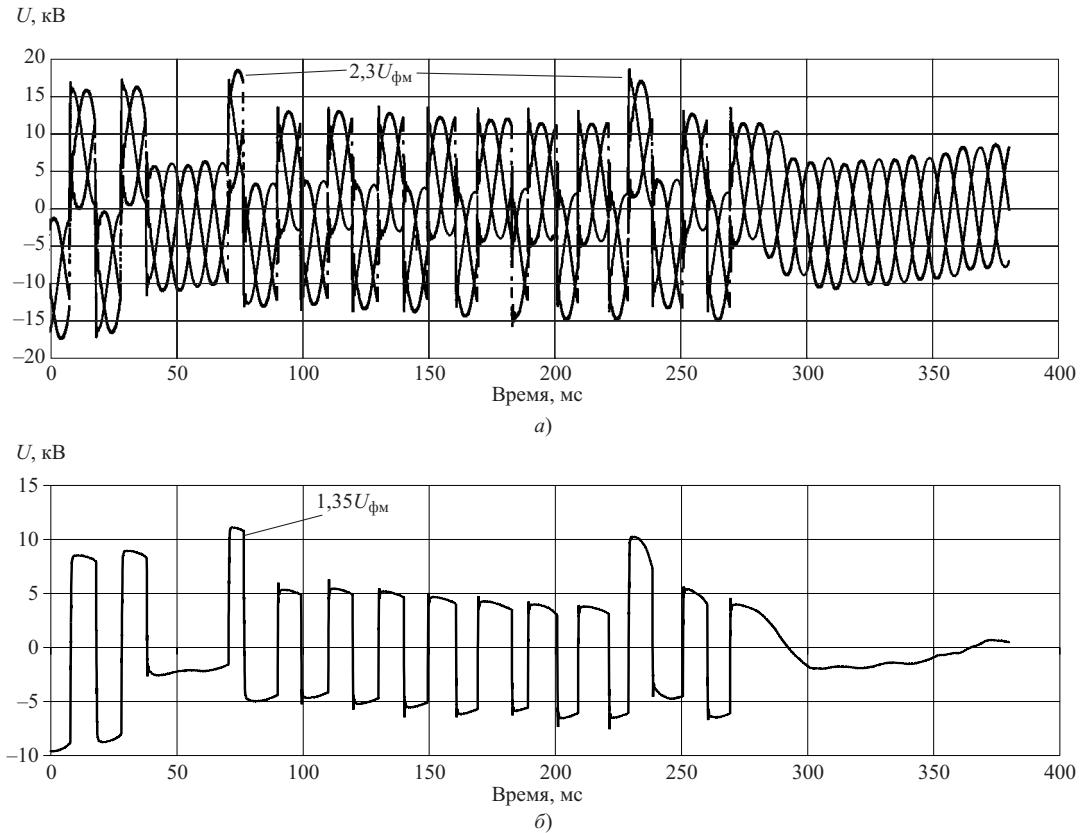


Рис. 9. Участок моделируемой кабельной сети

могут иметь колебательный характер, но с очень большим декрементом затухания  $\delta \approx 3500 \div 4000$ . Для загруженной сети и удаленных от центра питания замыканиях потери в сети весьма велики и колебания имеют апериодический характер. Потери в трансформаторах на вихревые токи могут дополнительно увеличивать затухания свободных колебаний в зависимости от степени загруженности сети, ее топологии и места замыкания на 5 – 8%. Большие величины характеристических сопротивлений соответствуют участкам сетей с малыми емкостными токами замыкания, питаемым от маломощных понижающих трансформаторов. В таких сетях преобладает периодический характер свободных колебаний и, следовательно, перенапряжения имеют большие значения.

Мониторинг перенапряжений осуществлялся также в некомпенсированной сети с емкостным током замыкания 19,4 А. За 6 мес. не было зарегистрировано ни одного случая ОДЗ (сеть обладала как незначительной протяженностью, так и относительно новыми кабелями). Поэтому в такой сети было инициировано искусственное ОДЗ. Для этого в разделанном кабеле напротив одной из жил вы сверливалось отверстие в оболочке и изоляции диаметром 500 мкм, в которое помещался медный проводник диаметром 80 – 100 мкм, после чего отверстие в оболочке кабеля зачеканивалось. “Задефектованный” указанным образом кабель подключался через выключатель к одной из секций РП. Фрагменты осциллограмм перенапряжений при искусственном ОДЗ приведены на рис. 10.

Дуга при токе замыкания около 19 А горела неустойчиво: зажигалась и часто гасла на достаточно длительные интервалы времени, причем в начальной стадии горения интервалы фазы горения были более короткие, чем в конце (спустя 30 с после первичного пробоя). Напряжение на нейтрали большей частью находилось в диапазоне  $(0,7 \div 1,0)U_{\phi m}$  (предельно достигнутое значение –  $1,35U_{\phi m}$ ). После гашения дуги напряжение на нейтрали достаточно быстро снижалось из-за стекания зарядов, главным образом, через измерительные трансформаторы напряжения. Характер напряжения на нейтрали, практически не содержащего свободных колебаний напряжения в момент горения



**Рис. 10. Осциллограммы напряжений при искусственном ОДЗ:**

*a* – фазные напряжения; *б* – напряжение на нейтрали

$$\text{дуги с частотой } f = \left\{ 2\pi \left[ 3L_u \left( C_\phi + C_{\phi\phi} \right) \right]^{0,5} \right\}^{-1}, \text{ го-}$$

ворит о процессе гашения дуги, близком к модели Петерсена [5]. В отличие от естественных ОДЗ в компенсированной сети после гашения дуги на фазах наблюдались колебания свободной частоты, но со значительным декрементом затухания  $\delta \approx 2400$  1/с (частота колебаний – примерно 1,4 кГц). Зарегистрированные максимальные перенапряжения не превысили  $2,3U_{\phi\text{м}}$ . Характеристическое сопротивление в режиме замыкания на

землю для данного участка сети, питаемого от трансформатора ТРДН-40000/110/10 с расщепленной обмоткой, равно 17,6 Ом, что говорит о более благоприятных условиях для развития колебательного переходного процесса.

Максимальные перенапряжения при ОДЗ являются далеко не предельными во всем потоке зарегистрированных перенапряжений. Значительные перенапряжения возникают при междуфазных дуговых замыканиях, обрывах фаз и других режимах, однако перенапряжения при ОДЗ являются частым видом возмущения в сети и достаточно длительным. Из гистограммы распределения перенапряжений в рассмотренных сетях видно, что максимальные перенапряжения большей частью (более 90%) находятся в диапазоне до  $2,2U_{\phi\text{м}}$  и поэтому не могут ограничиваться традиционными защитными аппаратами типа разрядников и ОПН с порогом ограничения  $(3,2 \div 3,4)U_{\phi\text{м}}$ . По этой же причине рассмотренный вид перенапряжений не определяет энергетических характеристик защитных аппаратов указанного уровня ограничения. Этот вывод подтверждают также некоторые замеры характеристик ОПН, находящихся в эксплуатации.

Следует отметить, что мониторинг перенапряжений, недавно начатый в Новосибирских городских кабельных сетях, в целом, показывает стати-

Таблица 2

Потери в канале дуги и активное сопротивление эквивалентного RLC-контура

Место замыкания	$P_h = 0,13 P_{tp}$		$P_h = 0,90 P_{tp}$	
	$W_{Rd}$	$R$	$W_{Rd}$	$R$
ЦП	95	10,5	62	16,1
Конец КЛ от РП1	70	14,3	43	23,3

Примечание.  $W_{Rd}$  – потери в канале дуги в процентах от полной энергии, рассеиваемой при свободных колебаниях в режиме замыкания на землю;  $R$  – активное сопротивление эквивалентного RLC-контура;  $P_h$  – мощность нагрузки;  $P_{tp}$  – мощность питающего трансформатора

стические характеристики перенапряжений при ОДЗ, аналогичные указанным ранее, несмотря на коэффициенты компенсации емкостных токов (около 70 А), близкие к 100%. Это, по-видимому, объясняется однотипностью топологии сетей, соизмеримыми характеристическими сопротивлениями, затуханиями и напряжениями первичного и повторных пробоев, определяющими амплитуды свободных составляющих напряжений.

## Выводы

1. Разработан хорошо унифицированный измерительный комплекс на базе персональной ЭВМ, позволяющий осуществлять мониторинг аномальных режимов в распределительных сетях 6 – 35 кВ. Функциональные возможности комплекса могут быть существенно расширены в область анализа аварийности по присоединениям, определения мест повреждения и формировании на основе такой информации карты аварийности сети.

2. Значительная аварийность кабельных сетей может быть связана с неудовлетворительной компенсацией токов замыкания на землю. Анализ кривых восстановливающихся напряжений и осцилограмм токов в ДГК показал, что в большинстве случаев сети работают со значительной недокомпенсацией, достигающей 20 – 40%.

3. Статистическая обработка результатов регистрации естественных дуговых перенапряжений при ОДЗ в компенсированных сетях 10 кВ показала, что максимальные перенапряжения, достигаемые в переходных процессах, не превышают  $2,4 U_{\text{фм}}$ . При анализе перенапряжений в первые 100 мс после первичного пробоя вероятность их появления составляет менее 0,1. Указанные мо-

менты говорят о том, что традиционные защитные аппараты типа разрядников и ОПН с уровнем ограничения  $(3,2 \div 3,4)U_{\text{фм}}$  не работают при таких перенапряжениях, а их энергетические характеристики не могут определяться этим видом перенапряжений.

## Список литературы

1. *Electromagnetic Transients Program (EMTP). Rule Book 1, DCG / EPRI*, 1996.
2. *Мониторинг перенапряжений в распределительных кабельных сетях* / Голдобин Д. А., Качесов В. Е., Ларионов В. Н., Овсянников А. Г. – Научный вестник НГТУ, 1998, № 2(5).
3. *Dementjev E., Kachesov V., Ovsyannikov A. Automatic surge-voltage recorder for distribution networks.* – Abs. of the Third Russian-Korean International Symposium on Science and Technologies KORUS-99. Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, 1999.
4. *Лихачев Ф. А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов.* М.: Энергия, 1971.
5. *Petersen W. Der aussetzende (intermittierende) Erdschluss.* – ETZ, 1917.
6. *Объем и нормы испытаний электрооборудования* / Под ред. Алексеева Б. А., Когана Ф. Л., Мамиконянца Л. Г. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.
7. ГОСТ 18410–73. Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия.
8. *Бумажно-масляная изоляция в высоковольтных конструкциях* / Грейсух М. А., Кучинский Г. С., Каплан Д. А., Мессерман Г. Т. М – Л.: Энергоиздат, 1963.
9. *CIGRE-Working Group 13.05, The calculation of switching surges. II Network representation for energization and re-energizationin studies on lines fed by an inductive source.* – Electra, 1974, № 32.
10. *Measurement of arc resistance and dielectric breakdown voltage at intermittent grounding of 6,6 kV distribution CVT cable* / Ohnishi H., Urano H., Hasegawa S., Morita T., Nakajima M. – IEEE Trans/on Power Delivery, 1988, vol. 3, № 1.

## Коэффициенты использования электродов групповых заземлителей

Григорьев Н. Д., канд. техн. наук

**Академия гражданской защиты МЧС РФ**

Протяженные горизонтальные заземлители рекомендуется применять в районах вечной мерзлоты, в скальных грунтах, а также в IV климатической зоне страны (например, в Краснодарском и Ставропольском краях), где отношение коэффициентов сезонности горизонтальных и вертикальных элементов заземлителей незначительно отличается от 1 и равно 1,2 – 1,4 (в I климатической зоне страны это отношение равно 2,5 – 3,5) и поэтому вертикальные электроды исходя из минимума расхода металла менее эффективны [1].

Групповые горизонтальные заземлители (см. рис. 1, а) состоят из 2 – 20 электродов длиной

15 – 200 м и шириной полосы 20 – 40 мм, уложенных параллельно в землю на одинаковой глубине 0,3 – 0,8 м и расстояниях между полосами 1 – 15 м [2 – 4]. Так как расстояние между горизонтальными полосами меньше их длины, то электроды экранируют друг друга и затрудняется растекание тока в земле. Увеличение эквивалентного сопротивления заземляющего устройства по сравнению с параллельным соединением его элементов при их размещении на бесконечно большом расстоянии учитывается коэффициентом использования  $\eta_g$  горизонтального группового заземлителя, который меньше 1.

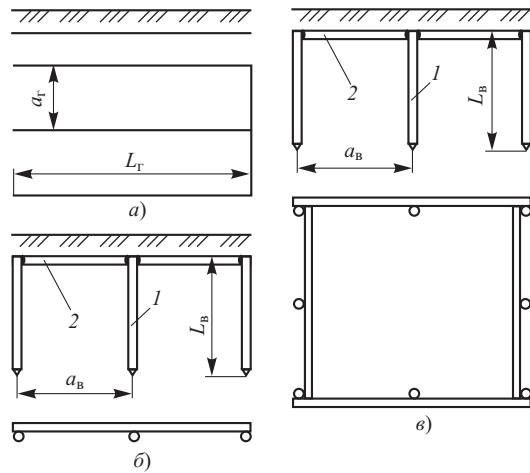


Рис. 1. Групповой заземлитель:

а – горизонтальный; б – комбинированный при расположении стержней в ряд; в – комбинированный при размещении стержней по контуру; 1 – вертикальный стержень; 2 – соединительная полоса

Ряд вертикальных стержней, соединенных в траншее горизонтальной полосой, используется для заземления железобетонных опор воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 В в сетях с изолированной нейтралью, так как токи замыкания, длительно стекая по арматуре, приводят к тепловому разрушению опоры. Такие заземлители применяются также в электроустановках потребителей электроэнергии. Они состоят (рис. 1, б) из 2 – 20 вертикальных стержней длиной 3 – 5 м и диаметром 10 – 20 мм, заглубляемых со дна траншеи равномерно так, что отношение расстояний между электродами к их длине равно 1 – 3.

Заземляющее устройство потребительских трансформаторных подстанций 35 – 6/0,4 кВ имеет замкнутый контур из горизонтально проложенной в траншее стальной полосы, а для выравнивания потенциалов напротив входов и въездов установлены вертикальные стержни длиной 3 – 5 м. Такие заземлители (рис. 1, в) могут иметь 4 – 100 вертикальных стержней диаметром 10 – 20 мм и длиной 3 – 5 м, заглубленных равномерно со дна траншеи по контуру так, что отношение расстояния между электродами к их длине равно 1 – 3. Так как в комбинированных заземлителях (рис. 1, б и в) расстояние между стержнями соиз-

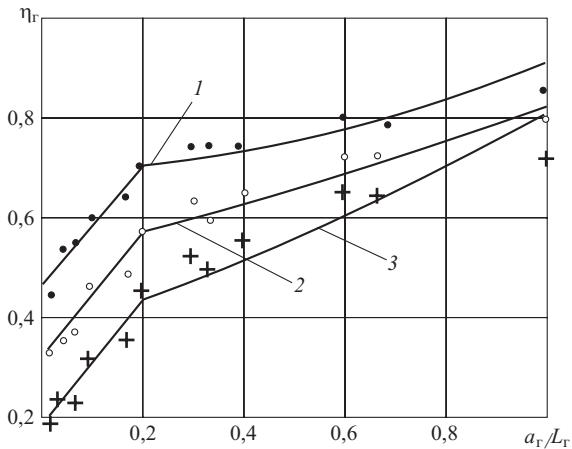


Рис. 2. График зависимости коэффициентов использования параллельно уложенных в траншее горизонтальных электродов группового заземлителя  $\eta_r$  от отношения расстояния между полосами  $a_r$  к их длине  $L_r$ :

1 – число полос  $N_r = 2$ ; 2 –  $N_r = 5$ ; 3 –  $N_r = 10$

меримо с их длиной, то они взаимно экранируют друг друга и затрудняют растекание тока в земле. Увеличение эквивалентного сопротивления вертикальных стержней по сравнению с их параллельным соединением при удалении друг от друга на бесконечно большие расстояния учитывается коэффициентами использования  $\eta_{\text{вр}}$ ,  $\eta_{\text{вк}}$  вертикальных электродов комбинированного заземлителя при размещении стержней в ряд и по контуру.

Соединительные полосы между вертикальными электродами уменьшают сопротивление группового заземляющего устройства, но по сравнению с рассмотренным горизонтальным заземлителем той же протяженности они имеют большее сопротивление из-за экранирования стержнями. Это увеличение сопротивления учитывается коэффициентами использования  $\eta_{\text{пр}}$ ,  $\eta_{\text{пк}}$  горизонтального электрода, соединяющего вертикальные стержни, расположенные в ряд и по контуру.

Расчет перечисленных групповых заземлителей сводится к определению их сопротивления с целью сравнения с нормируемыми по ПУЭ, т.е. с наибольшими допустимыми значениями. С помощью коэффициентов сезонности земля по электрическим свойствам приводится к однородному грунту и сопротивления рассматриваемых заземлителей вычисляют по способу коэффициентов использования [2 – 4 и др.]. Значения последних

Таблица 1

Значения коэффициентов уравнения многофакторной зависимости и среднеквадратических отклонений для коэффициентов использования параллельно уложенных горизонтальных электродов группового заземлителя

Интервал отношения $a_r/L_r$	$A_1$	$B_1$	$A_2$	$B_2$	$S$ при числе полос $N_r$		
					2	5	10
0,02 – 0,167	0,556	-0,104	1,943	0,693	0,026	0,024	0,016
0,167 – 1	0,735	-0,655	0,244	0,114	0,028	0,041	0,056

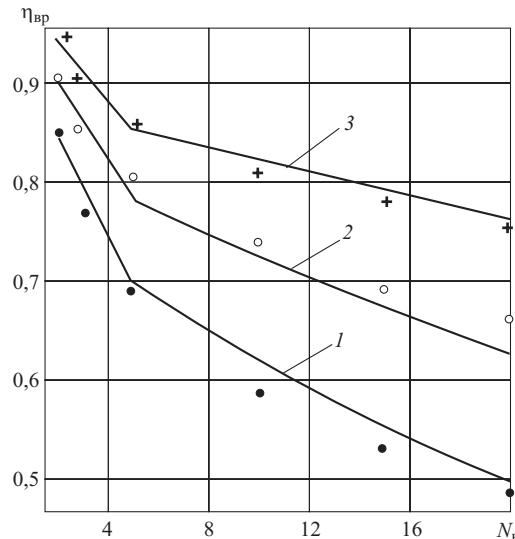


Рис. 3. График зависимости коэффициентов использования вертикальных электродов комбинированных заземлителей при расположении стержней в ряд  $\eta_{bp}$  от их числа  $N_{bp}$ :

1 – отношение расстояния между стержнями ав к их длине  $L_b$  равно 1; 2 –  $a_b/L_b = 2$ ; 3 –  $a_b/L_b = 3$

определяются путем линейной интерполяции на основании табличных данных, полученных экспериментальным путем. Однако при расчетах групповых заземляющих устройств на компьютерах необходимы аналитические зависимости для вычисления коэффициентов использования их элементов.

Известны [2 – 4 и др.] значения коэффициентов использования  $\eta_g$  параллельно уложенных в землю на ребро горизонтальных полос длиной  $L_g$  15, 25, 50, 75, 100, 200 м при расстоянии между ними  $a_g$ , равном 1; 2,5; 5; 10; 15 м. Были подсчитаны отношения  $a_g/L_g$  и на рис. 2 построены соответствующие им значения  $\eta_g$  при числе горизонтальных электродов  $N_g = 2$  (линия 1),  $N_g = 5$  (линия 2),  $N_g = 10$  (линия 3). Из рис. 2 следует, что в основном прослеживается закономерность нелинейного увеличения значений  $\eta_g$  с ростом отношения  $a_g/L_g$ .

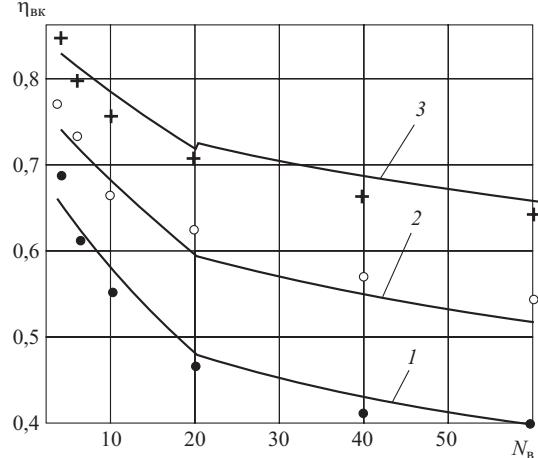


Рис. 4. График зависимости коэффициентов использования вертикальных электродов комбинированного заземлителя при расположении стержней по контуру  $\eta_{vk}$  от их числа  $N_{vk}$ :

обозначения см. рис. 3

При аппроксимации зависимостей коэффициентов использования  $\eta$  горизонтальных и вертикальных электродов групповых заземлителей универсальной оказалась экспоненциальная регрессия, уравнение которой

$$\eta = Ae^{Bx},$$

где  $x$  – переменная;  $A$ ,  $B$  – коэффициенты, значения которых в данной работе были получены по методу наименьших квадратов по стандартной программе на компьютере. Для коэффициентов  $A$ ,  $B$ , в свою очередь, также удалось установить экспоненциальные аппроксимирующие зависимости и окончательно уравнение для вычисления  $\eta$  приобрело вид

$$\eta = A_1 e^{B_1 x + A_2 y e^{B_2 x}},$$

где  $y$  – переменная;  $A_1$ ,  $B_1$ ,  $A_2$ ,  $B_2$  – коэффициенты, значения которых для коэффициентов использования  $\eta_g$  параллельно уложенных горизонтальных полосовых электродов группового заземлителя

Таблица 2

Значения коэффициентов уравнения многофакторной зависимости и среднеквадратических отклонений для коэффициентов использования стержней и соединительных полос комбинированных заземлителей

Коэффициент	Интервал $N_{bp}$	$A_1$	$B_1$	$A_2$	$B_2$	$S$ при отношении $a_b/L_b$		
						1	2	3
$\eta_{bp}$	2 – 5	0,955	0,011	-0,1	-0,451	0,012	0,011	0,035
	5 – 20	0,72	0,075	-0,039	-0,532	0,016	0,026	0,015
$\eta_{vk}$	4 – 20	0,657	0,092	-0,029	-0,365	0,026	0,026	0,018
	20 – 60	0,438	0,183	-0,007	-0,37	0,015	0,035	0,022
$\eta_{pk}$	4 – 20	0,377	0,227	-0,033	-0,06	0,017	0,029	0,018
	20 – 50	0,235	0,239	-0,0078	-0,126	0,0059	0,013	0,0099
$\eta_{pr}$	20 – 50	0,783	0,672	-0,042	-0,362	0,027	0,040	0,026

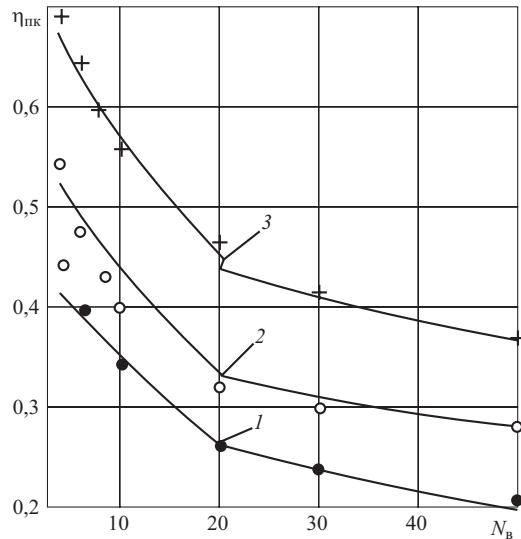


Рис. 5. График зависимости коэффициентов использования соединительных горизонтальных полос, расположенных в траншее, комбинированного заземлителя  $\eta_{pk}$  от числа вертикальных электродов  $N_b$  при их расположении по контуру:

обозначения см. рис. 3

приведены в табл. 1 для двух интервалов значений отношения  $a_r/L_r$ .

Для коэффициентов использования  $\eta_r$  параллельно уложенных горизонтальных электродов группового заземлителя  $x = N_r$ ,  $y = a_r/L_r$  и графики зависимости  $\eta_r = f(N_r, a_r/L_r)$  построены на рис. 2 в виде семейства кривых 1, 2, 3 при  $N_r$ , равном 2, 5, 10. Значения среднеквадратических отклонений  $S$  коэффициентов  $\eta_r$ , подсчитанных по предлагаемой многофакторной зависимости, от исходных табличных значений приведены также в табл. 1.

Из рис. 2 следует, что вначале значения  $\eta_r$  резко увеличиваются, а затем из-за уменьшения напряжения потенциалов электрического поля при  $a_r/L_r = 0,2$  наступает как бы точка перегиба: величина  $\eta_r$  незначительно возрастает с увеличением отношения  $a_r/L_r$ . Таким образом, применение групповых заземляющих устройств из параллельных горизонтальных электродов с отношением  $a_r/L_r$  менее 0,2 нецелесообразно из-за довольно низких значений коэффициентов их использования, особенно при  $N_r \geq 10$ . С другой стороны, желательно иметь отношение  $a_r/L_r$  больше 0,6.

В настоящее время установлена плата за землю, поэтому при  $a_r/L_r$  больше 0,6 увеличение площади, занимаемой горизонтальным групповым заземлителем, почти не будет приводить к уменьшению сопротивления рассматриваемого заземляющего устройства, но увеличит стоимость подстанции. Таким образом, число горизонтальных полос группового заземлителя следует выбирать таким,

чтобы отношение расстояния между электродами к их длине находилось в интервале 0,2 – 0,6.

На основании исходных табличных данных [2 – 4 и др.] аналогично рассмотренному для  $\eta_r$  было установлено, что для коэффициентов использования электродов комбинированных заземлителей: вертикальных стержней при их расположении в ряд  $\eta_{vp}$  и по контуру  $\eta_{vk}$  и горизонтальной соединительной полосы при расположении стержней по контуру  $\eta_{pk}$  необходимо получить аппроксимирующие зависимости на двух интервалах значений числа стержней  $N_b$ , а для горизонтальной соединительной полосы при расположении вертикальных электродов в ряд  $\eta_{pr}$  точка перегиба отсутствует.

Значения коэффициентов  $A_1, B_1, A_2, B_2$  и среднеквадратических отклонений  $S$  величин  $\eta_{vp}$ ,  $\eta_{vk}$ ,  $\eta_{pk}$ ,  $\eta_{pr}$ , подсчитанных по предлагаемой многофакторной зависимости, от исходных табличных значений приведены в табл. 2. Для коэффициентов использования элементов комбинированных заземлителей  $x = a_b/L_b$ ,  $y = N_b$  ( $a_b$ ,  $L_b$  – расстояние между стержнями и их длина) графики зависимостей  $\eta_{vp} = f(a_b/L_b, N_b)$ ;  $\eta_{vk} = f(a_b/L_b, N_b)$ ;  $\eta_{pk} = f(a_b/L_b, N_b)$  построены на рис. 3 – 5 в виде семейства кривых 1, 2, 3 при значениях отношения  $a_b/L_b$ , равных 1, 2, 3.

Из рис. 3 – 5 следует, что применение комбинированных заземляющих устройств наиболее предпочтительно при числе вертикальных электродов до 5 при их расположении в ряд и до 20 при их расположении по контуру. При большем числе стержней очень низки значения коэффициентов использования электродов комбинированных заземлителей, особенно при  $a_b/L_b = 1$ .

Как следует из данных табл. 1 и 2, среднеквадратические отклонения  $S$  аппроксимации зависимостей коэффициентов использования электродов групповых заземляющих устройств находятся практически в допустимых пределах. Поскольку расчетные значения удельного сопротивления грунта из-за разброса значений коэффициентов сезонности [2 – 4 и др.] имеют большую погрешность, то полученная многофакторная зависимость может быть рекомендована для расчетов сопротивлений групповых заземлителей способом коэффициента использования.

#### Список литературы

- Григорьев Н. Д. Упрощенный расчет одиночных заземлителей. – Электрические станции, 1982, № 4.
- Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках. М.: Энергоатомиздат, 1984.
- Найфельд М. Р. Заземление, защитные меры электробезопасности. М.: Энергия, 1971.
- Долин П. А. Справочник по технике безопасности. М.: Энергоиздат, 1982.

## ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

### Разработка и реализация методов вибродиагностики статоров турбогенераторов в ОАО Свердловэнерго

**Семенов Д. Ю.**, канд. техн. наук, **Григорьев А. В.**, инж., **Осотов В. Н.**, **Ямпольский Д. А.**, кандидаты техн. наук

**Свердловэлектроремонт – Уральский государственный технический университет**

В ОАО Свердловэнерго эксплуатируется 38 турбогенераторов (ТГ) мощностью от 100 до 500 МВт, 68% этих ТГ отработали более 25 лет, что больше нормативного срока службы. Замена даже одного ТГ становится сегодня серьезной экономической проблемой, поэтому задачи оценки технического состояния и остаточного ресурса статоров ТГ весьма актуальны.

При оценке технического состояния ТГ важную роль играют методы вибродиагностики. Уже более 5 лет персонал лаборатории диагностики предприятия Свердловэлектроремонт совместно с Уральским государственным техническим университетом (УГТУ-УПИ) выполняет периодические вибрационные обследования статоров 33 ТГ различных типов, применяя метод мониторинга вибрационного состояния и метод модального анализа (анализ параметров собственных колебаний) [1 – 3].

Для вибрационных обследований используются: четырехканальный анализатор типа 2400 фирмы CSI (США) с комплектом необходимых принадлежностей, персональные компьютеры и специализированное программное обеспечение разработки ОП Свердловэлектроремонт.

Одним из направлений проводимых обследований является изучение вибрационных характеристик и параметров статора работающего ТГ во взаимосвязи с теми или иными дефектами, выявляемыми другими способами и методами.

Поскольку большинство ТГ не оснащено датчиками, позволяющими выполнять съем вибросигналов непосредственно с сердечника статора (основной возбуждаемой магнитным потоком и поэтому вибропроизводящей части статора), вибрационные датчики при съеме вибросигналов с работающего ТГ приходится располагать на наружной поверхности корпуса статора в специально выбранных местах (рис. 1).

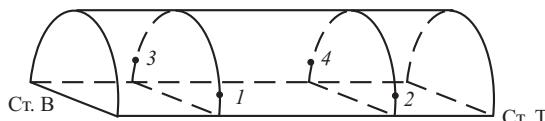


Рис. 1. Схема размещения измерительных точек на корпусе статора

Многократный съем и изучение снятых с корпуса работающих ТГ вибрационных сигналов показали, что обычно спектры вибрации, получаемые после разложения вибрационных сигналов на гармонические составляющие, включают в себя основную гармонику частотой 100 Гц (частота перемагничивания статора); набор гармонических составляющих, кратных частоте основной гармоники и наиболее выраженных в диапазоне до 1000 Гц; лопаточную частоту вентилятора или компрессора, которая, как правило, имеет частоту более 1000 Гц. В спектрограммах корпуса могут присутствовать составляющие с частотой вращения ротора генератора (50 Гц – для двухполюсных ТГ) и ее гармоники, которые проходят к точкам съема вибрационных сигналов от опорных подшипников ротора.

Исходя из представленного обобщенного вибropортрета, для интегральной оценки вибрации корпуса ТГ и для удобства контроля за изменениями вибрации в зависимости от различных эксплуатационных факторов выбраны два выраженных в единицах виброускорения усредненных параметра:

$A_1$  – среднее квадратическое отклонение (СКО) виброускорения на частоте 100 Гц, усредненное для точек съема вибросигнала;

$A_{2-10}$  – среднее квадратическое отклонение виброускорения для частот в диапазоне 200 – 1000 Гц, усредненное для точек съема вибросигнала.

Расчет величин  $A_1$  и  $A_{2-10}$  выполняется по формулам

$$A_1 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_{i1};$$

$$A_{2-10} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \sqrt{\sum_{j=2}^{10} a_{ij}^2},$$

где  $a_{i1}$  – СКО виброускорения в точке №  $i$  на частоте 100 Гц,  $\text{м}/\text{с}^2$ ,  $a_{ij}$  – СКО виброускорения в точке №  $i$  на частоте  $j100$  Гц (например, 200 Гц),  $\text{м}/\text{с}^2$ ;  $N$  – число точек для усреднения.

Выбранная схема расположения точек съема вибрационных сигналов (рис. 1) дает возможность подсчитывать средние значения параметров  $A_1$  и

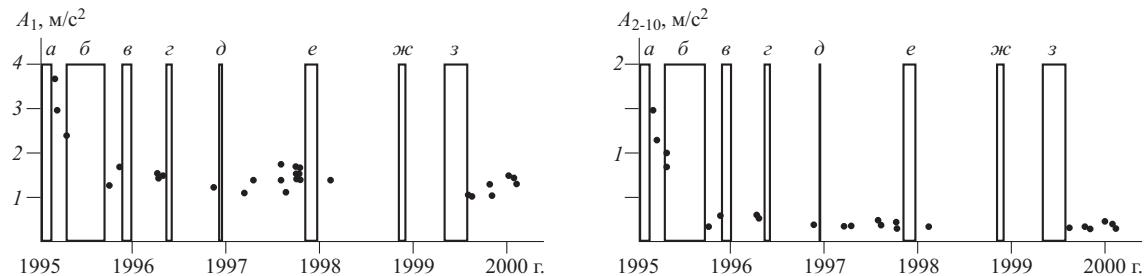


Рис. 2. Данные вибрационного мониторинга статора генератора ТГВ-300, выраженные усредненными значениями амплитуд виброускорений по четырем контрольным точкам корпуса:

области, обозначенные буквами, – периоды ремонтных простоев генератора (простои по другим причинам не показаны)

$A_{2-10}$  как для всех точек съема, так и для пары точек с каждой стороны ТГ в отдельности, что позволяет соответственно оценивать состояние ТГ в целом и каждой его стороны в отдельности.

Рассмотрим, например, данные вибрационного мониторинга одного из ТГ типа ТГВ-300 (рис. 2), в период наблюдения за которым имелись случаи обрыва концов стяжных призм сердечника статора.

На рис. 2 точками в осиях “амплитуда виброускорения ( $A_1, A_{2-10}$ )” – “календарное время” обозначены средние для четырех контрольных точек корпуса статора уровни амплитуд, рассчитанные по данным проведенных виброобследований. Прямоугольными зонами, обозначенными буквами, выделены области ремонтных простоев. Известно, что во время простоев *a* (капитальный ремонт), у ТГ со стороны возбудителя был обнаружен обрыв четырехстяжных призм сердечника статора. Отломившиеся концы стяжных призм во время ремонта были восстановлены по пробной технологии, рекомендованной заводом – изготовителем ТГ. Вибрационными обследованиями статора, проводившимися после восстановления призм, были отмечены высокие значения как параметра  $A_1$ , так и  $A_{2-10}$ . Контрольным осмотром во время останова ТГ был вновь обнаружен обрыв восстановленных и еще пяти стяжных призм, после чего ТГ был выведен в аварийный ремонт (простой *б*).

Поскольку максимальные значения параметров  $A_1$  и  $A_{2-10}$  наблюдались в период между простоями *a* и *б*, есть основания связывать их высокие (в особенности  $A_{2-10}$ ) значения с неблагополучным (обрыв стяжных призм) состоянием статора. Однако для уверенных по данным вибрационного мониторинга выводов требуется знать не только предельные значения вибрационных параметров (ВП), например, при обрыве части стяжных призм, но и какие значения могут принимать ВП при работе ТГ без явно выраженных дефектов. Такие знания можно получить путем накопления данных вибрационных обследований, эффективного анализа их специальными математическими приемами и выведения на этой основе средних значений контролируемых ВП, соответствующих состоянию статора без явных дефектов. Например, для каждого

контролируемого ВП за выбранный для анализа промежуток времени можно использовать две характеристики: среднее значение рассматриваемого ВП и величину его отклонения от среднего (с помощью доверительного интервала).

Одной из характерных особенностей проводимых виброобследований является то, что из соображений технологичности они проводятся в текущих эксплуатационных режимах ТГ без специальных изменений параметров режима. Понятно, что при таком подходе режимные параметры новых обследований чаще всего не совпадают с параметрами предыдущих обследований. Но, как известно, вибрация элементов статора существенным образом зависит от режима, в котором работает ТГ. Проведенными исследованиями [4, 5] показано, что уровень основной составляющей вибрации сердечника статора (гармоника 100 Гц) зависит от следующих параметров, характеризующих режим работы ТГ: напряжения на выводах ТГ  $U$ , тока статора  $I$ , коэффициента мощности  $\cos \varphi$ , угла нагрузки  $\theta$ .

Анализ степени влияния указанных режимных параметров ТГ на основную (100 Гц) составляющую вибрации сердечника статора позволил прийти к выводу, что, если при проведении виброобследований ограничить изменения режимных параметров пределами  $\pm 5\%$  для напряжения  $U$ , от 0,8 до 0,95 для коэффициента мощности  $\cos \varphi$ , от 30° до 40° угла нагрузки  $\theta$ , то влиянием этих изменений в первом приближении можно пренебречь. Тогда изменение величины контролируемого ВП из-за влияния оставшегося режимного параметра  $I$  (ток статора) и влияния естественно действующего фактора времени эксплуатации в первом приближении можно описать с помощью регрессионной модели следующего вида:

$$BП(t_{раб}, I) = k_1 t_{раб} + k_2 I^2 + k_3 + e, \quad (1)$$

где  $BП$  – вибрационный параметр,  $\text{м}/\text{с}^2$ ;  $k_i$  – коэффициент регрессии;  $t_{раб}$  – время эксплуатации с даты начала обследований;  $I$  – ток статора,  $\text{kA}$ ;  $e$  – случайная составляющая,  $\text{м}/\text{с}^2$ .

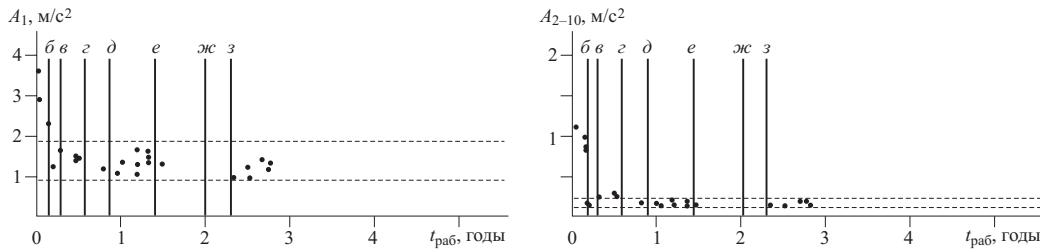


Рис. 3. Данные вибрационного мониторинга статора генератора ТГВ-300:

пунктирные линии – границы доверительных интервалов, полученных по данным, соответствующим работе статора без явно выраженных дефектов

Коэффициенты регрессии определяются методом наименьших квадратов. Очевидно, что для получения коэффициентов регрессии, соответствующих нормальному (без явно выраженных дефектов) состоянию статора, должны быть использованы данные, собранные в соответствующий период работы ТГ. Для рассматриваемого ТГ этот период выбран между ремонтами *д* и *е* (см. рис. 2).

Использование регрессионной модели (1) позволяет описать нормальное состояние статора тремя коэффициентами регрессии и размером доверительного интервала. Расчет этих характеристик требует наличия, по крайней мере, трех обследований, поэтому на начальных этапах вибрационного мониторинга описание нормального состояния по среднему значению и размеру доверительного интервала неизбежно.

Опыт регрессионного моделирования, в частности, применительно к ТГ ТВФ-110, ТГВ-300 и ТГВ-500, показал, что зависимость (1) позволяет значительно (до 90%) компенсировать влияние тока статора на контролируемый ВП, показать изменения, происходящие с течением времени эксплуатации, и оценить величину случайной составляющей.

Качество модели оценивается с помощью коэффициента корреляции  $R^2$ . Если  $R^2$  близок к нулю, то связь между изменением выходного ВП и входных параметров  $t$ ,  $I$  модели отсутствует или является существенно нелинейной. Если  $R^2$  стремится к 1, то связь между входом и выходом существует и является линейной. На практике, в частности, под влиянием погрешностей измерения входов и выхода,  $R^2$  не достигает 1. В данном случае принято считать, что при  $R^2 \geq 0,75$  качество модели удовлетворительное. Интуитивно понятно, что, чем лучше модель, тем меньше размер доверительного интервала (т.е. случайный разброс данных). Размер доверительного интервала при  $R^2 \geq 0,75$  в 2 раза меньше, чем при его оценке без учета влияния входных параметров.

Измеренное значение вибрационного параметра можно рассматривать в виде

$$B\pi(t_{\text{раб}}_i, I_i) = B\pi_n + k_1 t_{\text{раб}}_i + k_2 (I_i^2 - I_n^2), \quad (2)$$

где  $i$  – порядковый номер обследования; “н” – индекс, обозначающий значение параметра, соответствующее номинальному режиму.

К сожалению, в практической эксплуатации не представляется возможным получить, так сказать, эталонные значения контролируемых ВП в номинальном режиме работы ТГ (из-за технологических трудностей выдержать достаточно длительно режим со всеми номинальными параметрами). Между тем, для анализа изменений ВП с течением времени логично было бы приводить данные обследований именно к номинальному режиму работы ТГ. Такое приведение на каждый момент обследования можно осуществить, основываясь на формуле (2). Для этого требуется знать номинальный ток статора  $I_n$ , который является паспортной характеристикой ТГ. Приведение выполняется следующим образом:

$$\begin{aligned} \overline{B\pi}_n(t_{\text{раб}}_i) &= B\pi_n + k_1 t_{\text{раб}}_i = \\ &= B\pi(t_{\text{раб}}_i, I_i) - k_2 (I_i^2 - I_n^2), \end{aligned} \quad (3)$$

где  $\overline{B\pi}_n(t_{\text{раб}}_i)$  – приведенное к номинальному току, но не освобожденное от влияния фактора времени  $t_{\text{раб}}$  значение ВП.

Для учета влияния изменений состояния статора, произошедших с момента первого измерения ВП, на значение ВП, полученное при очередном контроле, и определения приведенного значения, учитывавшего эти изменения, необходимо воспользоваться следующей зависимостью:

$$\overline{B\pi}_n = B\pi(t_{\text{раб}}_i, I_i) - k_1 t_{\text{раб}}_i - k_2 (I_{i2} - I_{n2}).$$

Если бы зависимость ВП от времени эксплуатации ТГ (1) оказалась значимой ( $k_1$  не равен нулю), то линии доверительного интервала (рис. 3) имели бы наклон.

Для рассмотренного ТГ эта зависимость не является значимой, поэтому линии доверительного интервала расположены горизонтально (техническое состояние ТГ не меняется).

Рис. 3 по сравнению с рис. 2 резко отличается тем, что данные виброизмерений расположены на графиках гораздо ближе друг к другу, так как исключены промежутки простоя. В данном случае это

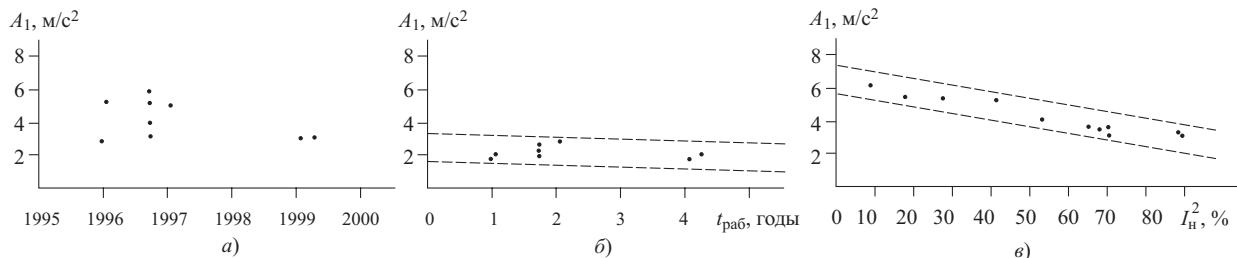


Рис. 4. Влияние режима работы на вибрацию корпуса статора генератора ТВФ-110-2ЕУЗ

не влияет на оценку скорости изменения технического состояния, однако, если бы на [рис. 2](#) наблюдался бы рост ВП с течением времени, то при переходе к [рис. 3](#) оценка скорости изменения выросла бы резко.

Поскольку вибропараметр  $B\Pi(t_{\text{раб}}, I_i)$  имеет случайную составляющую  $e$ , то разброс значений  $B\Pi_h(t_{\text{раб}})$  неизбежен. Однако можно рассчитать границы доверительного интервала для значения ВП. Если состояние ТГ не изменяется, то вибропараметр  $B\Pi(t_{\text{раб}}, I)$  будет попадать в определенный интервал с выбранной степенью вероятности. В данном случае степень вероятности выбрана равной 95%.

Аналогичным путем можно получить зависимость ВП от квадрата тока статора. Для этого необходимо разновременные значения контролируемых ВП освободить от влияния составляющей, обусловленной временем эксплуатации. Это условие выражается равенством

$$\begin{aligned} B\Pi(I_i^2) &= B\Pi_h + k_2(I_i^2 - I_h^2) = \\ &= B\Pi(t_{\text{раб}}, I_i) - k_1 t_{\text{раб}}. \end{aligned} \quad (4)$$

Зависимость ВП от квадрата тока статора можно проиллюстрировать на примере одного из ТГ типа ТВФ-110-2ЕУЗ. Сравнение данных мониторинга без применения регрессионных моделей позволяет предположить, что в конце 1996 г. в техническом состоянии ТГ происходили резкие изменения, поскольку собранные данные имеют сильный разброс ([рис. 4, а](#)).

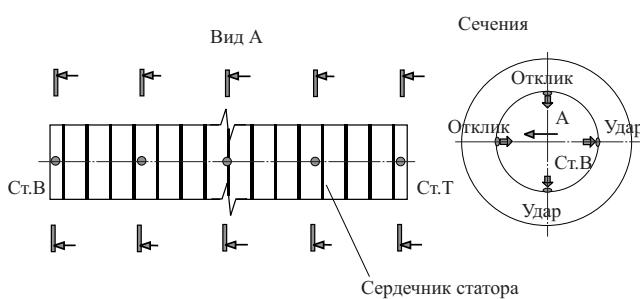


Рис. 5. Сердечник статора турбогенератора. Точки установки акселерометров и приложения ударного воздействия:

• – точки виброобследования

Применение зависимости (3) показывает, что изменения вибрационного состояния ТГ происходили под влиянием изменения режима его работы. Это проявилось в снижении разброса данных не менее чем в 2 раза ([рис. 4, б](#)). Применение зависимости (4) позволяет показать характер изменения параметра  $A_1$  в зависимости от тока статора ([рис. 4, в](#)). В приведенном случае полученная зависимость соответствует ожидаемой.

Оценка состояния статора по полученным на работающем ТГ данным имеет ориентировочный характер и требует подтверждения с помощью дублирующих и уточняющих методов контроля. В ситуациях, связанных с предполагаемым ухудшением механического состояния сердечника статора, такими методами могут быть тщательный визуальный осмотр сердечника и элементов его крепления, а также вибрационные исследования свойств элементов статора, выполнение которых возможно при разборке ТГ во время его ремонтов.

В настоящее время в ОАО Свердловэнерго используется методика оценки технического состояния сердечника статора путем контроля и анализа его резонансных частот и поглощающих свойств на резонансных частотах [6, 7].

Вибрационные исследования пакета сердечника проводятся посредством импульсного возбуждения его поперечных колебаний с помощью ударного молотка последовательно в нескольких сечениях (2–5 и более в зависимости от длины сердечника) и съема вибрационного отклика по схеме, представленной на [рис. 5](#).

Путем совместной обработки входного сигнала и сигнала отклика получают передаточную функцию, дающую представление о частотных характеристиках сердечника. По характеристикам пиков передаточной функции методом половинной мощности определяется декремент колебаний. Этот вибрационный параметр отражает демпфирующие (поглощающие) свойства сердечника и характеризует степень плотности пакета сердечника. Уменьшение плотности пакета сердечника ведет к увеличению поглощающих свойств конструкции и к увеличению декрементов колебаний.

Результаты большого количества проведенных виброобследований позволили заключить, что поглощающие свойства сердечника статора достаточно чувствительны к изменениям плотности

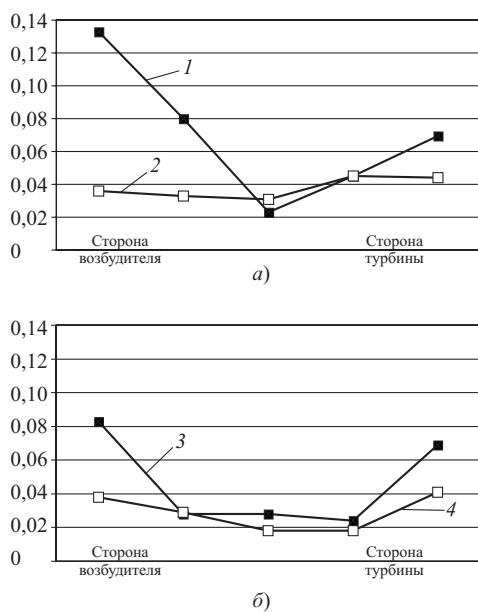


Рис. 6. Распределения декрементов колебаний по длине сердечника статора, полученные у двух пар турбогенераторов:

1 – старый статор, 1968 г. изготовления; 2 – новый статор, 1944 г. изготовления; 3 – старый статор, 1969 г. изготовления; 4 – новый статор, 1997 г. изготовления

прессовки сердечника статора (в том числе локальным). Например, на основании анализа поглощающих свойств сердечника статора была подтверждена объективная обоснованность принятых решений о замене двух статоров турбогенераторов типа ТВВ-320-2, как имеющих значительное ослабление прессовки торцевых зон сердечников (рис. 6).

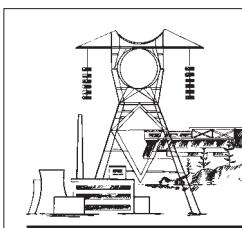
Описанные методы вибрационного контроля закреплены разработанными предприятиям Свердловэлектроремонт Методическими указаниями, которые утверждены и применяются в масштабах ОАО Свердловэнерго.

## Выходы

1. Разработаны и опробованы вибрационные методы контроля технического состояния статоров турбогенераторов.
2. Изложенные методы позволяют контролировать изменение технического состояния турбогенераторов как в процессе работы, так и при проведении ремонтных мероприятий.
3. Применение вибрационных методов контроля в периоды плановых ремонтов турбогенераторов позволяет уточнить или скорректировать задачи ремонта и объективно проконтролировать результаты ремонта.
4. Имеющиеся результаты вибрационного контроля технического состояния статоров турбогенераторов свидетельствуют о реальной полезности применения и перспективности развития вибрационных методов контроля состояния статоров крупных электрических машин.

## Список литературы

1. Григорьев А. В., Осотов В. Н., Ямпольский Д. А. О вибрационном контроле состояния статора турбогенератора. – Электрические станции, 1998, № 4.
2. Вибродиагностика статоров турбогенераторов в ОАО Свердловэнерго / Григорьев А. В., Осотов В. Н., Семенов Д. Ю., Ямпольский Д. А. – Изв. вузов. Электромеханика, 1998, № 2 – 3.
3. Григорьев А. В., Осотов В. Н., Ямпольский Д. А. О вибрационном контроле технического состояния статоров турбогенераторов ТГВ-300. – Электрические станции, 1998, № 8.
4. Мазин Э. М. Вибрация статора насыщенного турбогенератора при различных режимах его работы. – Сборник “Электросила”, 1976, № 31.
5. Перчанок Б. Х., Руденко В. И. Вибрация сердечника турбогенератора. – Сб. “Электросила”, 1976, № 31.
6. Пат. 2113754 (РФ). Способ контроля прессовки сердечника статора электрической машины / Григорьев А. В., Осотов В. Н., Ямпольский Д. А. Опубл. в Б. И., 1998, № 17.
7. Пат. 2155429 (РФ). Способ контроля прессовки сердечника статора электрической машины / Григорьев А. В., Осотов В. Н., Ямпольский Д. А. Опубл. в Б. И., 2000, № 24.



**Уважаемые господа!**  
**Мы с удовольствием опубликуем на**  
**страницах, обложке и рекламных вкладышах**  
**нашего журнала Вашу рекламу!**

Рекламный материал присылайте в редакцию, сопроводив его гарантитным письмом с указанием платежных реквизитов. При необходимости наш дизайнер выполнит макет Вашей рекламы.

Расценки на публикацию рекламы можно узнать в редакции.  
 Тел/факс (095) 234-7417, тел. 234-7419, 275-0023, доб. 21-66,  
 E-mail: tis@mail.magelan.ru

## ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

### Анализ причин отказов электромагнитных блокировок на подстанциях Сургутских электрических сетей

Буткевич В. Ф., инж., Крылов С. В., канд. техн. наук

Сургутские электрические сети АО Тюменьэнерго – ОАО ВНИИЭ

*Нормативные требования к устройствам электромагнитных оперативных блокировок. Применение электромагнитных оперативных блокировок на подстанциях предусмотрено п. 4.2.24 Правил устройства электроустановок [1]. При этом приводы разъединителей должны иметь приспособления для запирания их замками в отключенном и включенном состояниях.*

Согласно ГОСТ 689-90 [2] исполнительные блоки блокировочных устройств входят в состав разъединителя (требование п. 7.5), а электромагнитные блокировки разъединителей должны проходить испытания на заводе-производителе согласно п. 5.7.1.4, 5.7.1.5; 5.7.2.2 – 5.7.2.4.

Электромагнитные оперативные блокировки на подстанциях выполняются как проектные решения и содержат источник питания, электрические цепи и соединения, а также аппаратуру блокировок разъединителей (блок-замки, коммутирующие устройства КСА).

Вопросам техники безопасности, соблюдению персоналом требований ПТБ, ПТЭ, должностных и производственных инструкций, надежности работы оборудования в энергетике традиционно уделялось особое внимание. Изданы информационные письма рекомендательного характера, выпущены циркуляры, в том числе противоаварийный циркуляр ВК 4161 от 10/VII 1994 г., протокол РАО «ЕЭС России» 16/06 от 05/VII 1996 г., проводятся тематические селекторные совещания по проблемам надежности и эксплуатации энергетического оборудования, охраны труда и т.д.

Во многих из указанных документов упоминается оперативная электромагнитная блокировка чаще, чем какое-либо устройство или элемент оборудования. Причин этому две:

1) электромагнитная блокировка – устройство, оказывающее существенное влияние на надежность работы электроустановок и снижение уровня травматизма путем предупреждения ошибок при оперативных переключениях;

2) во многих случаях электромагнитная блокировка является ненадежным элементом электроустановки, хотя по своему назначению должна быть значительно надежнее устройств и аппаратов, работу которых она блокирует.

В настоящее время на электростанциях и в электрических сетях РАО «ЕЭС России» находятся в эксплуатации около 650 тыс. однополюсных и трехполюсных разъединителей внутренней и наружной установки отечественного производства.

В 1998 г. согласно приказу РАО «ЕЭС России» № 249 от 08/XII 1998 г. в МЭС и АО-энерго в 1998 – 1999 гг. были разосланы опросные листы с предложением дать оценку технического уровня и состояния электрооборудования подстанций, в том числе и разъединителей. Из опросных листов, присланных 63 АО-энерго, ГРЭС, ГЭС и 6 МЭС, от 20 энергосистем и энергопредприятий получены замечания по качеству и отказам блокировок разъединителей. Результаты анализа ответов на опросные листы по разъединителям показали, что электромагнитные блокировки разъединителей являются слабым местом и источником нарушений в работе электрических подстанций в регионах РФ.

Замечания эксплуатационных служб подстанций о причинах отказов электромагнитных блокировок разъединителей в общем виде и по элементам приведены далее с сохранением стилистики ответов на опросные листы.

*Замечания по устройствам электромагнитных блокировок разъединителей:*

“ненадежность выполнения блокировок”;

“электромагнитные блокировки ненадежны”;

“недостаточная прочность и несовершенство конструкции электромеханической блокировки. Шкафы должны быть удобны в эксплуатации, герметичны, блокирующие устройства должны быть внутри и не подвержены осадкам (как это сделано в шкафах РПН трансформаторов)”;

“конструкция механической блокировки разъединителей позволяет осуществить деблокирование без электромагнитного ключа”;

“слабые блокировочные устройства часто приводят к отказу включения”.

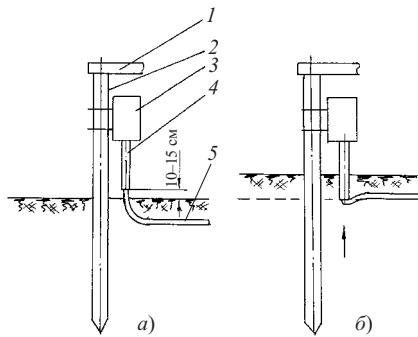
*Замечания по конструкциям коммутирующих устройств:*

“имеет место значительная коррозия контактов КСА устройств блокировки разъединителей”;

“электромагнитная блокировка непрочная, недежна в работе из-за плохих КСА”;

“блок-контакты не регулируются”;

“ненадежность работы КСА разъединителей”;



**Рис. 1. Схема повреждения кабеля электромагнитной блокировки о край патрубка электрического шкафа разъединителя при вспучивании грунта:**

а – в исходном положении; б – при вспучивании грунта; 1 – основание разъединителя; 2 – свая; 3 – электрический шкаф разъединителя; 4 – патрубок для ввода кабеля; 5 – кабель

“низкая надежность блок-контактов КСА приводит к отказам электромагнитных блокировок”;

“КСА не поддается регулировке, большой люфт”;

“в приводах разъединителей РНДЗ очень ненадежная блокировка, ремонт КСА очень сложен”;

“неудачная конструкция КСА привода”;

“разрегулировка приводов и окисление контактов КСА (до 70% всех отказов)”;

“ненадежные контакты КСА”;

“блок-контакты работают не всегда четко, необходимо заменить их на герконовые”;

“конструкция узла КСА не обеспечивает работоспособности в условиях эксплуатации (окисление контактов, возвратных пружин)”;

“ненадежны КСА”;

“контакты КСА – ненадежная конструкция, частые отказы в работе”.

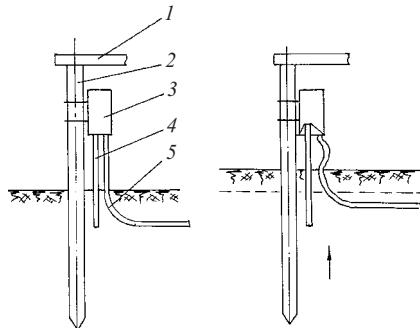
*Замечания по блок-замкам электромагнитных блокировок разъединителей:*

“есть возможность вывода из работы блокировочных устройств из-за несовершенства конструкции блок-замка ЗБ-1”;

“часто нарушается блокировка, блокирующие замки непрочные”.

Данные по отказам в работе электромагнитных блокировок разъединителей в Лянторском и Федоровском РЭС Сургутских электрических сетей Тюменьэнерго за период с 1996 по первый квартал 1999 г. приведены в таблице.

В качестве одной из основных причин отказов электромагнитных оперативных блокировок в Сургутских электрических сетях обозначен климатический фактор – замерзание узлов КСА и блок-замков. В качестве второго по значимости вида отказов является невозможность регулировки блок-контактов коммутирующего устройства КСА из-за сварного соединения вертикальных тяг привода разъединителя. Этот вид дефектов является издержкой “индустриализации” монтажа разъедините-



**Рис. 2. Схема повреждений нижней полки электрического шкафа разъединителя при вспучивании грунта:**

обозначения см. рис. 1

лей, когда вместо тонкой трудоемкой наладки блок-контактов КСА блокировок разъединителей (процедура предусмотрена в “Инструкции по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения” [3]) производились разрезание вертикальных валов привода и сварка их “по месту”. Это варварское решение в дальнейшем практически не дает возможности наладить электромагнитные блокировки разъединителя. Из этого следует вывод, что конструкция электромагнитной блокировки разъединителей по своему конструктивному исполнению не должна требовать дополнительной регулировки ее после монтажа разъединителя.

Конструкция электромагнитной блокировки разъединителя должна быть выполнена так, чтобы ее полная и точная наладка производилась на заводе и после сборки разъединителя не требовала дополнительной наладки на месте монтажа.

Вид дефекта	Число
Замерзание блок-контактов коммутирующего устройства КСА	15
Невозможность регулировки блок-контактов коммутирующего устройства КСА из-за сварного соединения вертикальных тяг привода разъединителя	14
Люфты в тягах привода блок-контактов коммутирующего устройства КСА	6
Поломка блок-замка в результате затирания сердечника о диск вала привода	4
Примерзание сердечника блок-замка	3
Разрегулировка блок-контактов коммутирующего устройства КСА	3
Поломка блок-шайб при низких температурах	3
Окисление блок-контактов коммутирующего устройства КСА	2
Разрушение блок-замка	1
Затирание сердечника блок-замка в результате окисления	1
Всего	52

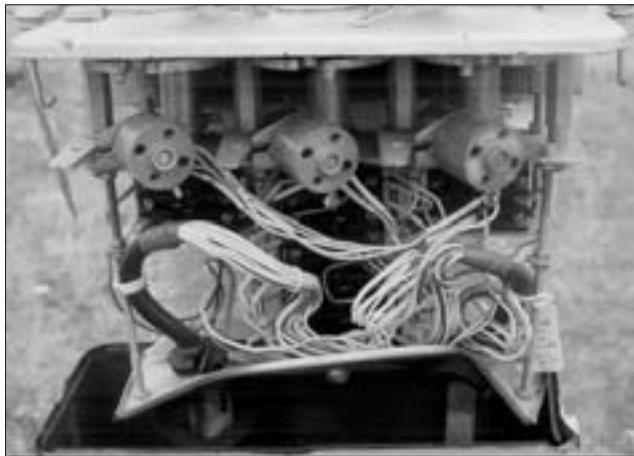


Рис. 3. Закрепленный к свае электрический шкаф разъединителя 220 кВ на подстанции 500/220/110 кВ Сомкинская Сургутских электрических сетей с двумя штырями для крепления кабеля электромагнитной блокировки

Эксплуатирующий персонал подстанций станет доверять системе электромагнитной оперативной блокировки только в том случае, если ее срабатывание будет всегда “неотвратимым”, как отметил главный инженер МЭС Северо-Запада В. В. Панасенко на селекторном совещании в РАО “ЕЭС России” [4].

Электромагнитная блокировка разъединителя – неотъемлемая часть его конструкции и ее аппарата (коммутирующие устройства КСА и блок-замки) размещена в электрическом шкафу, установленном обычно под рамой разъединителя.

ВНИИЭ в 2000 г. в Сургутских электрических сетях ОАО Тюменьэнерго провел выборочное обследование технического состояния узлов электромагнитных блокировок разъединителей с целью выявления причин их отказов. Обследование проводилось на подстанциях Сургутских электрических сетей:

- 110/36/6 кВ Вега, ввода 1982 г.;
- 220/110/10 кВ Пимская, ввода 1986 г.;
- 500/220/10 кВ Сомкинская, ввода 1988 г.;
- 220/110 кВ Полоцкая, ввода 1981 г.

Обследовались узлы механической части блокировок разъединителей, коммутирующие устройства КСА систем блокировки, блок-замки разъединителей, подводы контрольных кабелей к шкафам приводов разъединителей.

Подстанции Сургутских электрических сетей сооружены на искусственных площадках, создаваемых намыванием песка гидродинамическим способом или отсыпкой. Сооружения подстанций и электрические аппараты, в том числе и разъединители, установлены, в основном, на сваях, что обусловлено пучинистым характером грунтов.

На подстанциях часть контрольных кабелей вторичной коммутации проложена в железобетонных лотках. Практически все кабели электромагнитных блокировок с пластмассовой оболочкой к



Рис. 4. Электрический шкаф разъединителя 220 кВ с деформированной нижней полкой

шкафам приводов разъединителей проложены в земле на глубине около 50 см.

Шкафы приводов разъединителей жестко закреплены к сваям, на которых смонтирован электрический аппарат. Предусмотрено несколько вариантов защиты кабелей от механических повреждений:

- 1) отрезком трубы, прикрепленным к шкафу привода и заглубленным в землю;
- 2) отрезком трубы, прикрепленным к шкафу привода и находящимся над уровнем земли в 15 – 30 см;
- 3) коробчатым профилем, прикрепленным одним концом к шкафу привода разъединителя, а другим – заглубленным в землю.

На рис. 1 показано, что при первом варианте механической защиты кабеля в результате морозного пучения происходит движение кабеля и он повреждается краем трубы. Второй вариант механической защиты не позволяет выполнить эффективно механическую защиту кабелей, так как наиболее уязвимые участки кабелей оказываются незащищенным.

Выполнение механической защиты кабелей по третьему варианту, так же, как и по первому, кроме повреждения кабеля в земле, приводит к деформации нижней полки шкафа привода из-за движения коробчатого профиля (трубы) в результате морозного пучения (рис. 2, 3). Есть вариант прокладки кабелей в подвесных металлических лотках на подстанциях 110 кВ типа КТПБ Сургутских электрических сетей, где в какой-то мере устраняются недостатки приведенных трех вариантов механической защиты кабелей.

Шкафы ручных приводов разъединителей, эксплуатируемых на подстанциях Сургутских электрических сетей, изготовлены из стального листа и имеют уплотнения только для защиты от погод-



Рис. 5. Конструкция электрического шкафа разъединителя 110 кВ на подстанции 110/35/6 кВ Вега Сургутских электрических сетей с выдвижной шторкой для блок-замков

ных воздействий (от прямого попадания воды во время дождя и влаги в виде снега) и не уплотнены снизу (не предусмотрено конструкцией) (рис. 4, 5, 6).

Шкафы двигательных приводов разъединителей, в том числе и разъединителей 500 кВ, имеют резиновые уплотнения по периметру дверной створки (рис. 7).

Все шкафы приводов не имеют подогрева, позволяющего избежать конденсации влаги на устройствах, находящихся в шкафу. При выполнении операций с разъединителями оперативный персонал пользуется ключами для блок-замков. Для этого в некоторых конструкциях шкафов ручных приводов предусмотрена возможность раздельного доступа к блок-замкам с открыванием специальной шторки, перемещением ее по вертикали вниз (рис. 5), или специальной дверцы (рис. 6).

Коммутирующие устройства КСА размещены в шкафах приводов разъединителей. Вследствие частых отказов электромагнитной блокировки, происходящих по совокупности разных причин, эксплуатационному персоналу требуется многократно полностью открывать шкафы приводов с целью доступа к КСА. В ряде конструкций шкафов предусмотрена возможность полного открывания шкафов приводов с одновременным открыванием отсека блок-замков и КСА.

Как показано на рис. 4, при выполнении операций с разъединителями для прямого попадания влаги доступны не только блок-замки, но и КСА. Отсутствие уплотнений в шкафах ручных приводов разъединителей дает возможность проникновению мелкого песка внутрь шкафа, приводит к коррозии электрических контактов коммутирующих устройств КСА. Коррозия электрических контактов КСА (подвижных и неподвижных) проис-



Рис. 6. Общий вид электрического шкафа разъединителя 110 кВ на подстанции 220/110 кВ Полоцкая Сургутских электрических сетей, состоящего из трех секций, секция блок-замков открыта в сторону, корпус шкафа, закрывающий нижние секции, опущен вниз

ходит в результате попадания внутрь шкафа воды и конденсационной влаги. Даже наличие уплотнений из микропористой резины на шкафах двигательных приводов разъединителей не позволяет избежать коррозии как на подвижных, так и на неподвижных контактах КСА. В зимних условиях попадания влаги приводит к замерзанию блок-замков и подвижных контактов КСА, а, следовательно, к отказу в работе электромагнитной блокировки.

Для большинства разъединителей 110 – 220 кВ с ручным приводом механическое соединение вала КСА с валом управления разъединителем соответствует схемам, показанным на рис. 8. Конструктивное исполнение и компоновочные решения в расположениях блок-замков и КСА в шкафах приводов разъединителей, обследованных на подстанциях Сургутских электрических сетей, отличаются большим разнообразием. Для разъединителей 110 – 220 кВ с ручным приводом в соединениях валов разъединителя и КСА в большинстве случаев отсутствует регулирующее устройство с плавным бесступенчатым регулированием углов установки вала привода разъединителя и вала КСА в этом соединении.

Обследования, проведенные в Сургутских электрических сетях, показали, что при выборочном осмотре до 50% КСА у контактов в положении “включено” наблюдается недоход контактов до положения распора.

Коммутирующее устройство КСА (рис. 9) состоит из поворотной части (ротора) с шестигранным валом 1, на котором нанизаны контактные шайбы, состоящие из латунного элемента, заармированного в пластмассу. Контактные шайбы 2 нанизаны на вал 1 попеременно с изоляционными опорными пластинами 6, и все вместе стягиваются в блок шпильками 7. При сборке КСА каждая контактная пластина оказывается между двумя по-



**Рис. 7. Общая компоновка оборудования в электрическом шкафу разъединителя 500 кВ с двигателем приводом на подстанции 500/220/110 кВ Сомкинская Сургутских электрических сетей**

движными контактами 3, смонтированными на неподвижных контактах 4, на концах которых нарезьбе установлены контактные винты 5.

Положение недохода контактных шайб до распора может приводить к полному нарушению электрического контакта в цепи (рис. 9, б).

Причинами таких дефектов могут быть:

- дефекты монтажа разъединителя;
- большие зазоры в шарнирных соединениях тяг механизма управления разъединителем.

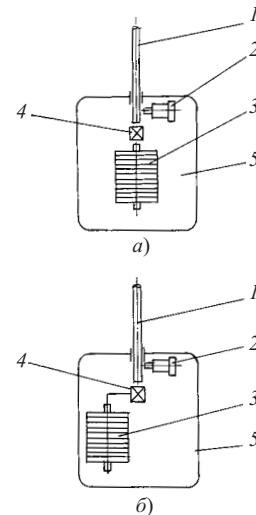
Устранение таких дефектов может быть выполнено за счет регулирующего устройства в соединениях вала привода разъединителя и КСА. Однако такие элементы в большинстве типов приводов разъединителей отсутствуют.

Некоторая возможность грубой регулировки положения контактных шайб с шагом в угле поворота  $60^\circ$  есть за счет полной разборки КСА и перестановки этих шайб на шестиугольном вале переключающего устройства. Такая работа должна производиться в специализированных мастерских и не всегда гарантирует получение требуемого результата.

Наиболее приемлема регулировка контактов КСА за счет регулирующего устройства в соединении вала привода разъединителя и вала КСА, если таковое имеется в конструкции привода разъединителя. Такие регулировочные элементы (на практике они дают дополнительные люфты) в виде проводков с рычажками показаны на рис. 10. На этом же рисунке видно, насколько грубо монтируются элементы привода механической части электромагнитных блокировок разъединителей.

Схема электропитания блок-замка представляется собой электрическую цепочку из последовательно соединенных блок-контактов КСА, винтовых контактов, кабелей и проводов вторичной коммутации.

На рис. 11 показана электрическая схема питания блок-замка электромагнитной оперативной



**Рис. 8. Схемы установки КСА и соединения его с валом разъединителя:**

а – по соосной схеме; б – со смещением осей валов КСА и привода; 1 – вал привода разъединителя; 2 – блок-замок; 3 – коммутирующее устройство КСА; 4 – регулирующее устройство; 5 – корпус электрического шкафа разъединителя

блокировки подстанции 110 кВ Полоцкая Сургутских электрических сетей. Общая длина кабелей от источника питания блокировки до блок-замка составляет: от +ШБП – 235 м, от – ШБП – 1066 м, число подвижных контактов – 45 шт., число винтовых соединений в цепях – 272, подобные электрические цепи с множеством подвижных соединений содержатся в цепях всех блок-замков электромагнитной оперативной блокировки подстанции.

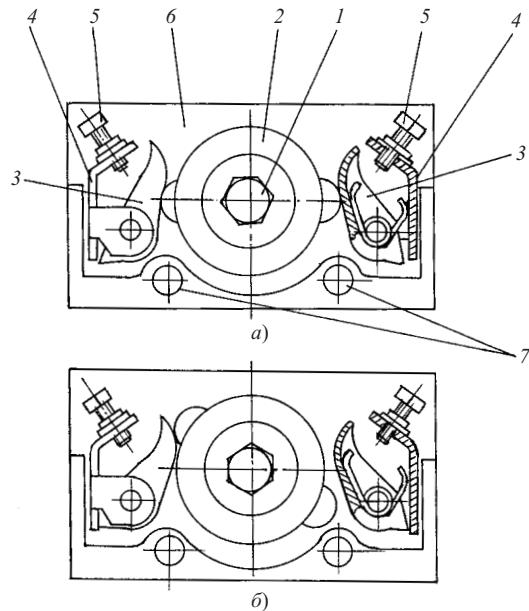
Учитывая условия, в которых работают контакты КСА, винтовые контакты, способы прокладки кабелей и условия, в которых они работают, схемные решения электропитания блок-замков электромагнитных блокировок оказываются крайне недостаточными.

В результате анализа причин отказов электромагнитных блокировок разъединителей на подстанциях Сургутских электрических сетей, выполненного ВНИИЭ, сделаны следующие выводы:

- 1) несовершенство электрических шкафов разъединителей и коммутирующих устройств КСА является источником потенциальной опасности для обслуживающего персонала подстанций, так как систематически приводит к частичному или полному отказу оперативных блокировок подстанций;

- 2) кабели электромагнитных блокировок, проложенные в грунтах, обладающих морозным пучением, с подводами кабелей к шкафам приводов разъединителей, выполненные согласно проектным решениям, систематически повреждаются и не могут обеспечить надежную работу электромагнитной блокировки;

- 3) шкафы приводов разъединителей, не имеющие герметичных уплотнений и подогрева, не могут обеспечить безотказную работу блок-замков и



**Рис. 9. Поперечное сечение коммутирующего устройства КСА:**

а – контакты контактной шайбы в положении распора; б – контакты контактной шайбы в положении недохода

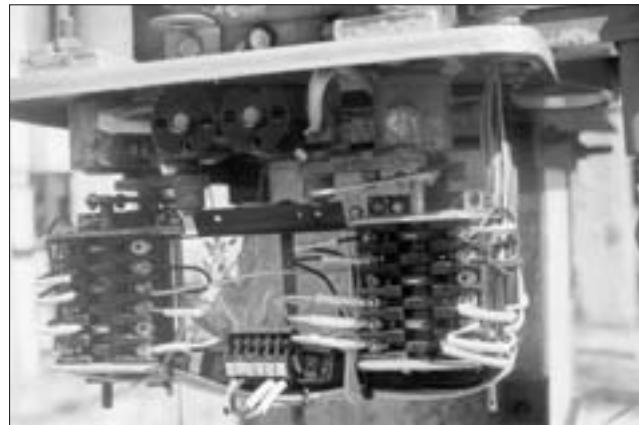
блок-контактов КСА вследствие попадания влаги при выпадении осадков и образования конденсационной влаги. Летом происходит коррозия электрических контактов, зимой вода замерзает на подвижных контактах КСА и блок-замках, приводя к выходу из строя электромагнитные блокировки;

4) несовершенство конструктивных решений приводов разъединителей, в особенности в части соединения вала привода и вала поворотной части КСА, а также неточность сборки систем приводов разъединителей, в ряде случаев делают технически невозможной наладку работы контактных систем КСА без реконструкции привода разъединителя.

Все это в условиях Сибири делает ненадежными существующие технические решения электромагнитных блокировок разъединителей на подстанциях Сургутских электрических сетей. Ремонты, “восстановления” электромагнитных блокировок не повышают надежности работы этих устройств и не уменьшают числа отказов. Попытки “заставить” работать заведомо ненадежные устройства приводят к финансовым потерям.

## Рекомендации

1. Необходимо создать принципиально новые устройства блокировки, коренным образом изменить конструкцию шкафов приводов разъединителей и их содержимое, изменить технические решения по прокладке кабелей. Необходимо обеспечить герметичность шкафов и их электроподогрев с целью исключения конденсации влаги на деталях аппаратуры, размещенных в шкафах.

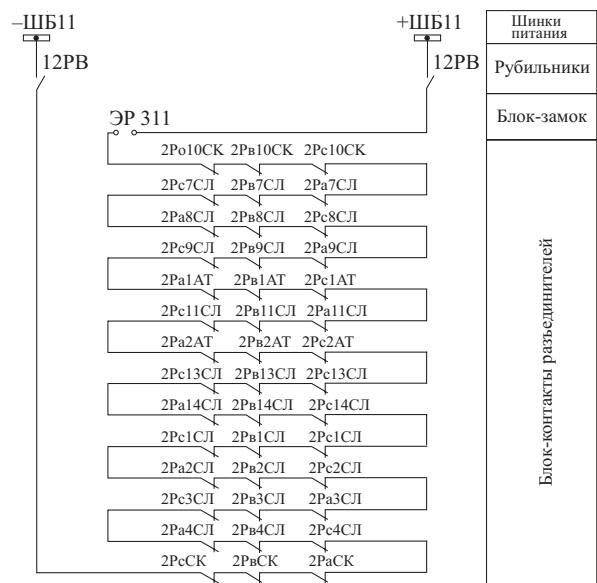


**Рис. 10. Вид на блок-замки и коммутирующее устройство КСА при открытом электрическом шкафе привода разъединителя 110 кВ на подстанции 220/110/10 кВ Пимская Сургутских электрических сетей**

В Нижневартовских электрических сетях ОАО Тюменьэнерго до 1999 г. выполнялись работы по разработке новых электромагнитных блокировок с использованием контроллера подстанции и программного обеспечения для управления электромагнитной блокировкой и схемой радиальной связи каждого привода коммутационного аппарата и контроллера.

Комплексные разработки новых систем электромагнитных оперативных блокировок могут быть выполнены только с привлечением проектных и исследовательских организаций и разработчиков конструкций разъединителей.

2. Конструкция электромагнитной блокировки разъединителя должна быть выполнена так, чтобы после заводской сборки разъединителя его электромагнитная блокировка обладала полной завод-



**Рис. 11. Электрическая схема питания блок-замка заземляющего ножа второй системы шин 110 кВ подстанции Полоцкая**

ской готовностью и не требовала дополнительной наладки блок-контактов или других устройств после сборки разъединителя на подстанции.

### Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. 6-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985.

2. ГОСТ 689-90 (МЭК 129-84). Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение выше 1000 В. М.: Изд-во стандартов, 1990.
3. Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения. М.: Союзтехэнерго, 1979.
4. Материалы тематического селекторного совещания по проблемам надежности и эксплуатации энергетического оборудования, состоявшегося 11 / XI 1999 г. – “Энергопресс”, № 20(60), 1999, 16 ноября.

## Опыт наладки, применения и организации эксплуатации фиксирующих индикаторов в Ставропольэнерго

Сухоручкин И. В., инж.

Ставропольэнерго

ЦСРЗА Ставропольэнерго накоплен значительный опыт эксплуатации фиксирующих индикаторов (ФИ), предназначенных для определения мест повреждения (ОМП) на воздушных линиях (ВЛ) 10 – 35 – 110 – 330 кВ. Он включает эксплуатацию ФИ как старых типов, снятых в последующем с производства, так и самых современных, выпускаемых промышленностью в настоящее время. В хронологическом порядке в Ставропольэнерго внедрялись, эксплуатировались, заменялись на более современные следующие типы ФИ:

1. *ФИП, ФИП-1, ФИП-2.* Для своего времени вполне удовлетворяли предъявляемым к ним требованиям. В данное время в Ставропольэнерго не эксплуатируются.

2. *ЛИФП.* В эксплуатации находятся 88 фиксирующих амперметров и 61 вольтметр, проградуированные в первичных значениях соответственно утроенных значений токов и напряжений нулевой последовательности. На подстанциях (ПС) с зарядно-подзарядными агрегатами ВАЗП имели место случаи повреждений блоков питания ФИ рассматриваемого типа, которые прекратились после установки в цепь питания индикаторов постоянным оперативным током сглаживающих RC-фильтров.

3. *ФИС.* Опыт эксплуатации 60 индикаторов в сети 35 – 110 кВ положителен. Громоздки, морально устарели. В настоящее время не эксплуатируются.

4. *ФПМ-01* производства СП “Энергосоюз”. Имеется опыт эксплуатации всего лишь двух приборов. Один из них проработал чуть более 5 лет, другой (внедренный в 1991 г.) находится в эксплуатации до сих пор. Механическая часть конструкции недостаточно надежна.

5. *МФИ-1.* В эксплуатации на ВЛ 110 – 330 кВ находилось до 20 ФИ. В настоящее время все они

заменены на ФИ типа ИМФ-3 или ИМФ-3С. У всех, без исключения, индикаторов выходил из строя блок питания, который после обращения на завод-изготовитель был достаточно быстро усовершенствован.

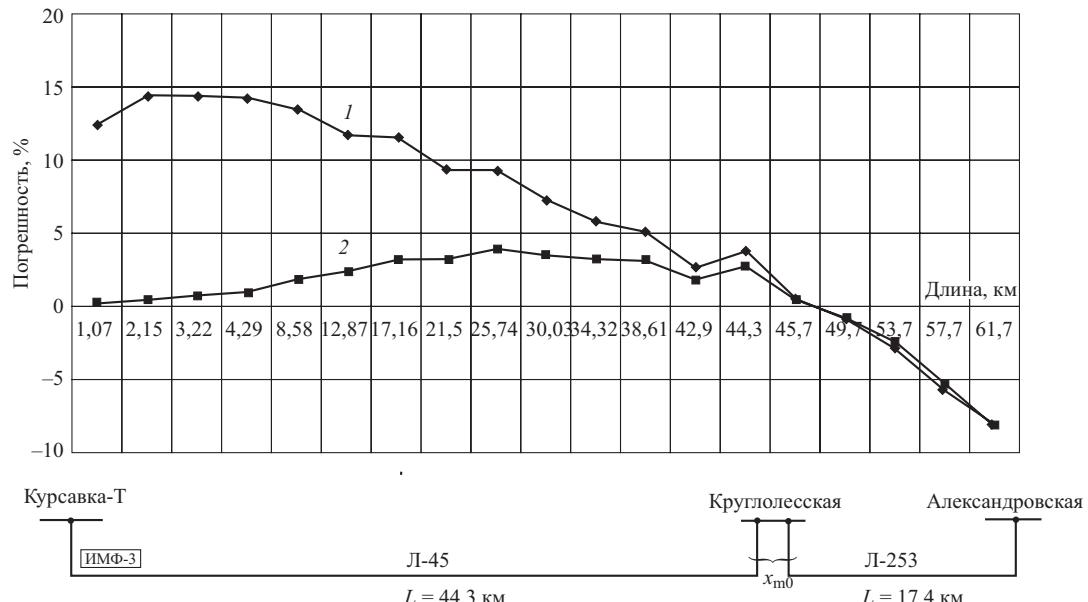
Для дальнейшего повышения надежности питания индикаторов постоянным оперативным током желательно включение в их цепь питания аналогично индикаторам серии ЛИФП сглаживающих RC-фильтров. Съем аварийных параметров токов и напряжений через их активные и реактивные составляющие, как и в индикаторах ФПМ-01, слишком громоздок.

6. *Микропроцессорные индикаторы серии ИМФ: ИМФ-1, ИМФ-1С, ИМФ-2, ИМФ-3, ИМФ-3С, ИМФ-10* (в стадии освоения), всего – 175 шт. Индикаторы ИМФ-3 и ИМФ-2 (35 шт.) в данное время эксплуатируются на ВЛ 330 и 110 кВ Южных межсистемных электрических сетей. В приборах ИМФ-3 недостаточно надежны индикаторы, кнопки клавиатуры, ионисторы блоков питания, в ИМФ-3С – только кнопки клавиатуры.

7. *ФПТ, ФПН, МИР-1.* Ставропольэнерго не за-казывались. Опыт эксплуатации отсутствует.

Нетрудно видеть, что основной массив находящихся в эксплуатации ФИ – это индикаторы серии ИМФ-3 (3С) и индикаторы типа ЛИФП. Последние в настоящее время используются в качестве резервных для индикаторов ИМФ-3 (3С) и постепенно выводятся из работы. В дальнейшем на ВЛ 110 кВ планируется устанавливать только ФИ серии ИМФ.

Индикаторы разработаны и выпускаются (ИМФ-3 выпускались) научно-производственной фирмой “Радиус”, которая постоянно совершенствует выпускаемую продукцию и непрерывно расширяет ее номенклатуру. Так, только для целей ОМП, помимо индикаторов ИМФ-3 (3С), НПФ



Расчетная относительная и приведенная погрешности ФИ ИМФ-3Л-45 ПС Курсавка-Т:

1 – относительная погрешность; 2 – приведенная погрешность

“Радиус” совместно с АО “Фирма ОРГРЭС” разработала и выпускает (выпускала) следующие изделия:

ИМФ-1, ИМФ-1С – измерение расстояния до мест междуфазных коротких замыканий (КЗ) на присоединениях 6 – 35 кВ сетей с изолированными нейтралями силовых трансформаторов;

ИМФ-10, ИМФ-10Т – выявление поврежденного присоединения с однофазным замыканием на землю в сети 6 – 35 кВ;

КВАНТ – поиск места однофазного замыкания на землю в сетях 6 – 35 кВ;

ИМФ-2 – групповой индикатор, фиксирующий токи и напряжения нулевой последовательности при КЗ на любой из трех ВЛ 110 – 750 кВ, в цепи которых он включен.

Для всех приборов характерно использование одних конструктивов, одного принципа ввода уставок и съема аварийных параметров КЗ, преимущественно одних и тех же комплектующих изделий. Кроме того, НПФ “Радиус” разработаны и выпускаются микропроцессорные устройства защиты линий, вводов, секционных выключателей 6 – 35 кВ, устройства проверки простых и сложных устройств РЗА, измерения тока КЗ цепей фаза – фаза и фаза – нуль, а также проверки автоматических выключателей присоединений 0,4 кВ.

В последнее время Ставропольэнерго для целей ОМП на присоединениях 10 – 330 кВ использует ФИ только НПФ “Радиус”, наилучшим образом зарекомендовавшие себя в эксплуатации.

Согласно требованиям п. 5.7.24 действующих ПТЭ и установившейся практике использования ФИ, ЦСРЗА Ставропольэнерго стремится оснастить транзитные ВЛ 110 и 330 кВ с обеих сторон

ФИ типа ИМФ-3С, а радиальные ВЛ 110 кВ – ФИ типа ИМФ-3С только на стороне питания. При таком подходе к расстановке ФИ обеспечивается взаимное резервирование ФИ в случае выхода из строя одного из них на транзитных ВЛ 110 кВ, а также появляется возможность расчета расстояния до места КЗ по формуле метода двусторонних измерений, когда для расчета искомого расстояния требуется знание значений аварийных токов и напряжений нулевой последовательности по концам поврежденной ВЛ. При этом одно из преимуществ применения ФИ ИМФ-3 (3С) заключается именно в том, что аварийные параметры токов и напряжений нулевой (обратной) последовательности на концах поврежденной ВЛ измеряются, запоминаются и снимаются затем дежурным или релейным персоналом с этих же приборов. На ПС 330 кВ отходящие от них ВЛ дополнительно оборудуются ФИ типа ИМФ-2 для возможности расчета расстояния до места КЗ по формуле метода двусторонних измерений (более точное определение расстояния) в случае отказа ФИ типа ИМФ-3 (3С) на одной из ВЛ. На тех ВЛ 110 кВ, на которых еще сохраняются ФИ типа ЛИФП и которые оснащены ФИ типа ИМФ-3 (3С), при правильных срабатываниях последних после ввода их в эксплуатацию индикаторы ЛИФП будут постепенно демонтироваться.

На 12 ПС 110 кВ с обходной системой шин индикаторы ИМФ-3 установлены в цепях их выключателей. Организационным преимуществом индикаторов ИМФ-3 (3С) в этом случае является именно то, что усредненные относительно всех отходящих ВЛ уставки могут быть введены в индикатор заранее, но могут и достаточно быстро быть вве-

дены в индикатор конкретно именно для той ВЛ, выключатель которой заменяется обходным.

На упрощенных ПС 110 кВ, выполненных по схеме мостика, индикаторы ИМФ-3 (ЗС) включаются в цепи каждой ВЛ 110 кВ, если нейтрали (нейтраль) силовых трансформаторов (трансформатора) заземлены (заземлена). При изолированных нейтралях трансформаторов достаточным является включение одного индикатора в цепь любой из ВЛ 110 кВ. При повреждении смежной ВЛ замер расстояния до места КЗ этим единственным прибором при всех видах повреждений будет правильным, но с обратным знаком по сравнению с приоритетной линией.

Рассмотрим особенности работы, а также недостатки индикаторов ИМФ-3 (ЗС), установленных на ВЛ 330 – 500 кВ, оснащенных устройствами ОАПВ.

Из логики фиксации и обработки аварийных величин индикатором ИМФ-3(З С), изложенной в его техническом описании, однозначно следует, что правильно расстояние до места КЗ может быть измерено только при исходном (до ОАПВ) однофазном КЗ на линии и только в том случае, если пусковые органы индикатора при переходе линии в неполнофазный режим (цикл ОАПВ) возвращаются в исходное состояние. Чтобы индикатор готов был фиксировать новые аварийные параметры при устойчивом однофазном КЗ (неуспешное ОАПВ), выдержка времени устройства ОАПВ со стороны линии, где установлен индикатор и откуда осуществляется первое включение, должна быть больше 1,3 с, – времени, которое процессор индикатора затрачивает на обработку зафиксированных аварийных величин после прихода заднего фронта импульса КЗ тока при неселективном пуске или появлении разрешающего сигнала при пуске селективном. Здесь можно отметить, что именно на обработку зафиксированных параметров однофазного КЗ процессор затрачивает наибольшее время. При других видах повреждения оно меньше максимального. Принимая во внимание изложенное, практикой эксплуатации установлено:

1. При установке на ВЛ 330 – 500 кВ ФИ типа ИМФ-3 (ЗС) выдержка времени ОАПВ должна быть больше 1,3 с. В этом случае выдержки времени ОАПВ и индикатора ИМФ-3 (ЗС) согласуются между собой.

2. При неуспешном ОАПВ расстояние до места КЗ индикатор измеряет с определенной, но приемлемой погрешностью, так как для расчета такого вида повреждения – КЗ с обрывом фазы на противоположной стороне ВЛ – алгоритма не имеет. Правильный замер расстояния до места КЗ – замер при исходном, т.е. предыдущем КЗ.

3. Имеют место излишние срабатывания индикатора на стороне ВЛ, противоположной той, откуда осуществляется неуспешное ОАПВ. Причина – наведенные ЭДС и токи в неповрежденных фазах

ВЛ от тока КЗ в поврежденной фазе при ее одностороннем включении. Замер расстояния недостоверный, многократно завышенный. Правильный замер – только при исходном (предыдущем) КЗ.

4. Независимо от предшествующей КЗ нагрузки ВЛ довольно часто имеют место случаи, когда после отключения поврежденной фазы и перехода линии в неполнофазный режим пусковые органы индикатора не возвращаются в исходное состояние. В абсолютном большинстве таких случаев индикатор правильно измеряет и аварийные параметры и длительность (0,14 – 0,16 с) исходного однофазного КЗ, хотя, если ориентироваться на логику его работы, длительность КЗ, которую он зафиксирует, должна равняться времени, в течение которого для пусковых органов сохраняются условия пуска, т.е. при успешном ОАПВ это время отключения поврежденной фазы плюс выдержка времени ОАПВ, а при неуспешном ОАПВ – плюс еще дополнительно время уже вторичного отключения поврежденной фазы вследствие того, что обработка зафиксированных аварийных величин, включая определение и длительности КЗ, начинается только после выполнения двух условий: возврат пусковых органов (исчезновение условий пуска), наличие разрешающего сигнала.

Из всех многочисленных случаев работы индикаторов зафиксирован только один случай измерения длительности исходного однофазного КЗ, отличающейся от ожидаемого при исправных индикаторе и выключателе – 0,36 с вместо 0,14 – 0,16 с.

5. Индикатор правильно наряду с фиксацией параметров исходного КЗ (КЗ предыдущее) фиксирует аварийные параметры цикла ОАПВ (КЗ последнее), кроме длительности этого цикла и расстояния до места КЗ, хотя, если опять же руководствоваться его техническим описанием, этого производить не должен, вследствие того, что не исчезают условия пуска индикатора при переходе от исходного однофазного КЗ к неполнофазному режиму ВЛ. Индикатор фиксирует значения нагрузочных токов в неповрежденных фазах, фазных напряжений, сдвиг фаз между токами и соответствующими им фазными напряжениями. Вид повреждения – двухфазное КЗ на землю, когда в качестве “поврежденных” фиксируются неповрежденные фазы линии. Расстояние до места КЗ, как правило, превышает длину линии.

6. Закономерностей при фиксации временных параметров, когда ВЛ находится в цикле ОАПВ, не установлено. Наблюдались случаи, когда “длительность КЗ” почти равнялась выдержке времени ОАПВ, или, в противном случае, разнице между выдержкой времени ОАПВ и длительностью обработки процессором зафиксированных аварийных величин. Складывается впечатление, что в первом случае фиксация аварийных параметров цикла ОАПВ осуществилась непосредственно после спада импульса тока исходного однофазного КЗ, что

воспринимается индикатором как появление заднего фронта этого тока, во втором – после окончания обработки процессором аварийных параметров исходного однофазного КЗ, но когда еще сохраняются условия пуска индикатора и присутствует разрешающий сигнал. Этого происходить в обоих случаях вообще не должно, что непосредственно следует из текста технического описания индикатора ИМФ-3 (3С).

7. Разница между астрономическим временем “КЗ последним” (цикл ОАПВ) и “КЗ предыдущим” (исходное однофазное) всегда составляет 1,0 с.

8. Не зафиксировано ни одного случая фиксации аварийных параметров цикла ОАПВ индикаторами ИМФ-2, что полностью отвечает логике его работы, изложенной в техническом описании.

Исходя из сказанного, можно констатировать, что на ВЛ 330 – 500 кВ, оснащенных устройствами ОАПВ, как минимум, необходимо просматривать два последних срабатывания индикаторов ИМФ-3 (3С). Достоверные измерения отвечают только исходному однофазному КЗ на линии, кроме случая возможного сбоя в определении длительности протекания тока этого КЗ.

Теперь остановимся на некоторых особенностях работы индикаторов ИМФ-3 (3С) при использовании их в сетях 110 кВ. На транзитных ВЛ 110 кВ с промежуточными ПС, выполненными по упрощенным первичным схемам с короткозамыкателями и отделителями, при междуфазных КЗ на стороне НН понижающих трансформаторов в зоне действия их основных защит иногда, при достаточной чувствительности, происходят запуски ФИ на противоположной стороне тех ВЛ 110 кВ, которые заходят на эти ПС. При включении короткозамыкателя отключающиеся от земляных защит выключатели 110 кВ обеспечивают условия селективного пуска ФИ на каждой из сторон транзитной ВЛ. Измеренное расстояние до места КЗ намного превышает длину ВЛ 110 кВ, на которой они установлены, не говоря уже о расстоянии до места установки короткозамыкателя. Мерой, предотвращающей такие измерения, может быть отстройка пусковых органов ФИ транзитных ВЛ 110 кВ от междуфазных КЗ за понижающими трансформаторами упрощенных ПС, хотя сделать это на достаточно длинных ВЛ не всегда удается. Отличительный признак – фиксация именно междуфазного КЗ при наличии включившегося короткозамыкателя.

Определенной аналогией с описанным являются случаи следующих одно за другим на разных линиях с интервалом менее 5 с КЗ, когда первое из них вызывает пуск ФИ как на своей, так и на другой, повреждающейся следом ВЛ, которая, отключаясь, обеспечивает выполнение условий селективного пуска установленных на ней ФИ с аварийными параметрами, зафиксированными при ис-

ходном – первом по времени КЗ 5 с – это время, когда после фиксации заднего фронта импульса тока КЗ индикатор ожидает замыкание внешнего контакта, свидетельствующего об отключении выключателя линии. В этом случае аварийные параметры второго по времени КЗ будут утрачены, по крайней мере, на той стороне ВЛ, где индикатор оказался чувствительным к первому по времени КЗ.

Эксплуатация большого парка индикаторов ИМФ-3 в течение почти 5 лет позволила выявить их определенные недостатки. Принципиальный недостаток ФИ, не позволяющий измерять расстояние до места КЗ с высокой точностью, уже обусловлен тем принципом измерения этого расстояния, который в них использован – принцип односторонней фиксации отвечающих месту и виду КЗ аварийных величин и их последующей математической обработкой, когда на точность определения расстояния до места КЗ оказывают влияние известные факторы:

наличие переходного сопротивления в месте КЗ, в первую очередь, реактивного характера;

неблагоприятные соотношения мощностей (сопротивлений) примыкающих к ВЛ систем;

значение предшествующей КЗ нагрузки ВЛ.

Применительно к ФИ типа ИМФ-3 (3С), исходя из их конкретных конструктивных особенностей, это также:

наличие взаимоиндукции с другими ВЛ на части трассы;

неоднородность ВЛ;

различие сопротивлений нулевой последовательности одинаковых в конструктивном отношении ВЛ, сооруженных в районах с грунтами различной электрической проводимости;

нестабильность сопротивлений нулевой последовательности ВЛ в течение года (сезонные колебания сопротивлений);

отсутствие возможности выявления неполнофазного режима и алгоритма расчета расстояния до места КЗ при неуспешном ОАПВ на ВЛ 330 – 500 кВ.

Действуя совместно, дополнительные погрешности от всех указанных с учетом их знаков факторов могут либо увеличивать, либо уменьшать результатирующую погрешность определения расстояния до места КЗ. Как показывает опыт использования ФИ типа ИМФ-3 (3С) на ВЛ 110 – 330 кВ Ставропольэнерго, среднеарифметическая приведенная к длине ВЛ погрешность определения расстояния до места КЗ не превышает 4%, что с инженерной точки зрения можно считать вполне приемлемым результатом, а использование ФИ ИМФ-3 (3С) на ВЛ 110 – 330 кВ полностью оправданым.

В то же время практика эксплуатации ФИ типа ИМФ-3 выявила один их существенный недостаток – неправильное определение вида поврежде-

ния и неизбежно появляющаяся из-за этого дополнительная погрешность определения расстояния до места КЗ вследствие того, что расчет этого расстояния производится по формуле, не отвечающей виду реального повреждения. Нами зафиксированы довольно многочисленные случаи двухфазных КЗ на землю в сети 110 кВ, которые ФИ типа ИМФ-3 (ЗС) классифицировали как однофазные. При этом точно установлено, что если разность токов в поврежденных фазах при двухфазном КЗ на землю превышает 12 – 15% максимального значения тока в одной из поврежденных фаз, то индикатор классифицирует его как однофазное и производит расчет расстояния до места повреждения по формуле, отвечающей этому виду повреждения. Поврежденная фаза, фиксируемая индикатором, – фаза с большим из двух поврежденных фаз током. Также установлено, что при трехфазном на землю КЗ в одной точке (единичные случаи), когда ток повреждения в одной из фаз был значительно (на 50 – 60%) меньше, чем в двух остальных, индикатор классифицировал это КЗ как трехфазное, а не двухфазное на землю и производил расчет расстояния до места повреждения по формуле для “чистого” трехфазного КЗ с неизбежно возникающей вследствие этого погрешностью. Здесь также можно отметить, что алгоритма расчета расстояния до места КЗ при трехфазном КЗ, сопровождающимся протеканием довольно большого относительно фазных тока нулевой последовательности, – трехфазном КЗ на землю – ФИ не имеет и соответственно расчета расстояния до места КЗ для этого вида повреждения производить не может.

Остановимся еще на одном, выявленном в процессе эксплуатации недостатке ФИ типа ИМФ-3, у которых имеется возможность регулировки чувствительности запуска путем изменения коэффициентов несимметрии ( $K_{\text{несим}}$ ) и запуска ( $K_{\text{зап}}$ ). У таких индикаторов задача самозапуска решается путем проверки одного из следующих условий:

- 1)  $I_1 > 1,2I_{\text{ном}}$ ;
  - 2)  $I_2 > K_{\text{несим}} I_1$  и одновременно  $I_1 > K_{\text{зап}} I_{\text{ном}}$ ,
- где  $I_1$  и  $I_2$  – модули входного тока прямой и соответственно обратной последовательностей контролируемой линии;  $I_{\text{ном}}$  – номинальное значение первичного тока трансформаторов тока контролируемой линии; регулируемые коэффициенты:  $I_{\text{несим}} = 0,05 \div 0,5$  и  $K_{\text{зап}} = 0,1 \div 0,95$ .

Из приведенных условий самозапуска индикаторов видно, что при отсутствии несимметрии токов, когда ток обратной последовательности равен нулю, а нагрузка линии меньше номинальной, пуск ФИ невозможен. Практика, однако, показывает, что даже на ВЛ 330 кВ при полностью симметричной нагрузке со значением менее 10% номинальной наблюдались случаи самозапуска индикаторов, которые устраивались путем простого увели-

чения коэффициента запуска, что противоречит выполнению и первого условия самозапуска, по которому ток прямой последовательности должен минимум на 20% превышать номинальный, и второго, – когда регулировка  $K_{\text{зап}}$  даже до его минимального значения не должна влиять на условия самозапуска индикаторов в силу отсутствия тока обратной последовательности. Выходит, что для регулировки чувствительности индикатора достаточно обеспечить выполнение только второго неравенства второго условия самозапуска, исключая, таким образом, первое из них.

Из отмеченных факторов, каждый из которых вносит дополнительную погрешность в определение расстояния до места повреждения ВЛ индикаторами ИМФ-3 (ЗС), наибольший удельный вес имеет фактор наличия участков взаимоиндукции между ВЛ, особо явственный в современных разветвленных сетях 110 кВ. Для ВЛ 110 кВ, оборудованных ФИ, имеющих участки сближения (участки с взаимоиндукцией) с другими ВЛ, можно предварительно рассчитать ожидаемую дополнительную погрешность определения расстояния до места КЗ для любой из точек однофазного КЗ на этих линиях или, иначе, при перемещении точки однофазного КЗ вдоль индуктивно связанных линий. Напомним, что расчетные алгоритмы ФИ ИМФ-3 (ЗС) решают задачу определения расстояния до места КЗ только для тех линий, которые не имеют участков сближения с другими линиями этого же или другого – повышенного – напряжения. Используя базовую модель сети, учитывающую все имеющиеся участки сближения ВЛ, рассчитываем аварийные значения токов, напряжений, фазовые соотношения между ними при перемещении точки однофазного КЗ вдоль линии. Затем по упрощенной формуле, приведенной в техническом описании индикатора, используемой при проверке индикаторов вторичными параметрами от постороннего источника, для каждой точки КЗ рассчитываем отвечающие им расстояния, которые будет фиксировать индикатор. Разности расчетных и заданных расстояний для каждой точки КЗ составят абсолютную погрешность определения расстояния до точки КЗ. Формулы для расчета расстояния до места КЗ при двухфазном КЗ на землю, когда также проявляется взаимоиндукция, в техническом описании не приводятся. Поэтому рассчитывать аварийные параметры для этого вида повреждения нет необходимости. На рисунке приведены кривые относительной и приведенной к длине линии погрешностей определения расстояния до места КЗ для одной из возможных конфигураций схем ВЛ (расчеты выполнены инж. А. П. Каленской). Если погрешности неприемлемы, их необходимо уменьшать (если имеются для этого возможности) либо учитывать в реальной практике ОМП (если таких возможностей нет). Если взаимоиндуктивные ВЛ коммутируют-

ся на одни и те же шины ПС (станции), то бывает достаточным завести ток нулевой последовательности смежной (условно параллельной) ВЛ  $3I'_o$  в индикатор ИМФ-3 (ЗС), установленный на ВЛ, погрешность определения расстояния до мест КЗ которой искусственно снижается.

Уменьшить рассматриваемый вид погрешности до нуля невозможно в силу ее изменяющегося значения и даже знака при движении точки КЗ вдоль линии. Речь может идти только об общем снижении погрешности до приемлемых значений путем подбора соответствующего значения коэффициента взаимоиндукции  $K_m$ . Обязательным условием является учет полярности вводимого тока  $3I'_o$ . При обратной полярности этого тока ФИ многократно завышает расстояния до мест КЗ. Несомненно, что на параллельных линиях (двухцепных) учет влияния смежной линии обязателен.

Опыт эксплуатации показывает, что максимально достижимая на практике точность ОМП на ВЛ 110 кВ при использовании ФИ ИМФ-3 достигается в том случае, если расчет расстояния до места КЗ производится по формуле метода двусторонних измерений аварийных параметров нулевой последовательности по концам поврежденной ВЛ. Это утверждение справедливо и для случаев, когда рассматриваемая ВЛ имеет участки взаимоиндукции с другими ВЛ этого же или другого – повышенного напряжения. При срабатывании ФИ достаточном условием подтверждения достоверности их показаний является условие примерного равенства суммы показаний ФИ с обоих концов линии ее полной длине. При этом в абсолютном большинстве случаев сумма показаний расстояний до места КЗ обоих ФИ оказывается меньше значения полной длины поврежденной ВЛ. Это положение справедливо и для случаев включения короткозамыкателя на промежуточной ПС отключившейся ВЛ. Уместно предположить, что реальные значения сопротивлений нулевой последовательности ВЛ 330 – 110 кВ ниже, чем расчетные, введенные в индикатор в качестве уставок. Учитывая это, искусственно повысить точность измерения ФИ можно двумя путями: “подгонкой” уставок и обратным расчетом по известному расстоянию до места КЗ сопротивления нулевой последовательности ВЛ и введения последнего в качестве уставки в ФИ.

Повысяв таким образом точность измерения ФИ, необходимо помнить, что на длинных ВЛ, проходящих в районах с грунтами различной электрической проводимости, погрешность измерения расстояния до точки КЗ не будет оставаться постоянной, а будет определяться местоположением последней из-за различия значений сопротивлений нулевой последовательности участков рассматриваемой ВЛ. Но все-таки существенно точность измерения расстояния до места КЗ повышает только

расчет этого расстояния по формуле метода двусторонних измерений, при котором зона осмотра ВЛ сокращается на 30 – 40% по сравнению с измерениями расстояния до места КЗ односторонне.

Как указывалось ранее, дополнительная погрешность ОМП от влияния магнитосвязанных ВЛ может быть рассчитана заранее. Зная максимальные значения этой погрешности при КЗ в отвечающих ей конкретных точках ВЛ, учитывая знак этих погрешностей, можно рассматривать вопрос об их уменьшении в целом до каких-то достижимых на практике значений. Один из способов уменьшения погрешностей может заключаться в следующем. Считаем, что дополнительная погрешность равна нулю. Так как расстояние до точки КЗ известно, то можно обратным пересчетом, используя упрощенные формулы, приведенные в техническом описании, связывающие аварийные вторичные значения тока, напряжения, сопротивления нулевой и прямой последовательностей с расстоянием до точки КЗ, рассчитать такое новое значение сопротивления нулевой и от части прямой последовательностей, когда показания индикатора будут отвечать в точности заданному, а дополнительная погрешность от влияния магнитосвязанных ВЛ будет равна нулю.

Естественно, что при КЗ в других точках ВЛ при новом значении сопротивления нулевой последовательности значения погрешностей изменятся. Подбирается такое значение сопротивления нулевой последовательности, при котором в целом кривая дополнительной погрешности при движении точки однофазного КЗ вдоль линии будет приближена. Возможно появление точек, в которых погрешность изменяет знак или увеличивается по сравнению с ранее рассчитанной. Но в целом, однако, исчезают точки, в которых погрешность недопустимо велика. Работу по корректировке сопротивления нулевой последовательности нужно вести постоянно также и для ВЛ, не имеющих магнитных связей с другими ВЛ. Характерный случай – включение короткозамыкателя на ПС, выполненной по упрощенной схеме. Здесь также точно известно расстояние до точки КЗ, а из показаний ФИ – значения токов и напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей, что позволяет скорректировать значения сопротивлений нулевой (прямой) последовательности, чтобы до минимума свести расхождения между реальными параметрами ВЛ и введенными в базовую (расчетную) модель сети.

Службой РЗА практически осуществлена проверка возможности ОМП по токам и напряжениям обратной последовательности, фиксируемыми индикаторами ИМФ-3 (ЗС) при КЗ на ВЛ 110 кВ, имеющими взаимоиндуктивные участки. Расчет расстояния до места повреждения производился по формуле метода двусторонних измерений. Опыт свидетельствует, что никаких преимуществ

по сравнению с методом использования составляющих нулевой последовательности данный способ не имеет. В абсолютном большинстве случаев погрешность ОМП по токам и напряжениям нулевой последовательности оказывается меньше, чем при использовании составляющих обратной последовательности.

## Выводы

1. НПФ "Радиус" разработан и выпускается за конченный ряд фиксирующих индикаторов, позволяющий решать задачи ОМП на ВЛ 6 – 500 кВ с достаточной для практики точностью, в том числе и при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированными нейтралями силовых трансформаторов.

2. Фиксирующие индикаторы типа ИМФ-ЗС должны быть так усовершенствованы, чтобы при применении их на ВЛ 330 – 500 кВ, оборудованных устройствами ОАПВ, осуществлялась фиксация только аварийных параметров исходного од-

нофазного КЗ. При последующем переходе линии в неполнофазный режим работы аварийные параметры цикла ОАПВ фиксироваться не должны, даже если для пусковых органов ФИ сохраняются условия самозапуска.

3. Необходимо усовершенствование алгоритма выявления двухфазного на землю КЗ ФИ типа ИМФ-ЗС при использовании их в сетях 110 – 500 кВ.

4. Применение ФИ типа ИМФ-3 (ЗС) полностью оправдано и в современных разветвленных распределительных сетях 110 кВ, имеющих участки с взаимоиндуктивными ВЛ, при условии расчета расстояния до места КЗ поврежденных ВЛ по формуле метода двустороннего замера токов и напряжений нулевой последовательности по их концам.

5. Если дополнительная погрешность определения расстояния до места КЗ от влияния взаимоиндукции между ВЛ будет рассчитана заранее, то можно значительно повысить точность ОМП в сетях 110 кВ с взаимоиндуктивными ВЛ.



# ИЗДАТЕЛЬСТВО НЦ ЭНАС

информирует о подготовке к выпуску новых разделов и глав  
седьмого издания

## ПРАВИЛ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

**ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК (ПУЭ) седьмого издания** в связи с длительным сроком переработки выпускаются и вводятся отдельными разделами и главами (отдельными выпусками) по мере завершения работ по их пересмотру, согласованию и утверждению. В соответствии с решением Координационного совета по пересмотру ПУЭ (протокол № 5 от 01.06.2001 г.) **базовым издательством по выпуску седьмого издания ПУЭ является ЗАО «ИЗДАТЕЛЬСТВО НЦ ЭНАС».**

**В настоящее время вышли в свет:**

### ВЫПУСК I

#### Раздел 6. Электрическое освещение

Гл. 6.1–6.6. Электрическое освещение

#### Раздел 7. Электрооборудование специальных установок

Гл. 7.1. Электроустановки жилых и общественных зданий

Гл. 7.2. Электроустановки зрелищных предприятий

### ВЫПУСК II

#### Раздел 1. Общие правила

Гл. 1.1. Общая часть

Гл. 1.2. Электроснабжение и электрические сети

Гл. 1.7. Заземление и защитные меры электробезопасности

Гл. 1.9. Выбор изоляции электроустановок

#### Раздел 7. Электрооборудование специальных установок

Гл. 7.5. Электротермические установки

Гл. 7.6. Электросварочные установки

Гл. 7.10. Электролизные установки и установки гальванических покрытий

### Готовятся к изданию

(III–VI кв. 2002 г.):

#### ВЫПУСК III

#### Раздел 2. Передача электроэнергии

(Гл. 2.4–2.5)

#### ВЫПУСК IV

#### Раздел 3. Защита и автоматика

(Гл. 3.1–3.7)

#### ВЫПУСК V

#### Раздел 1. Общие правила (Гл. 1.3–1.6)

#### ВЫПУСК VI

#### Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции (Гл. 4.1–4.2)

**В следующие выпуски войдут оставшиеся разделы и главы.**

**Приобрести книги и сделать предварительный заказ можно**

**в Издательстве НЦ ЭНАС:**

115201, г. Москва, Каширское ш., д. 22, корп. 3.

Тел. (095) 234-71-82. Тел./факс: 113-53-90, 113-30-72. E-mail: pr@enas.ru Internet: www.enas.ru

## ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

### Ответ на отклик Капельсона Л. М. на статью Енякина Ю. П., Вербовецкого Э. Х., Новикова Ю. С. и др. "Техническая концепция модернизации котлов ТП-80 и ТП-87 ТЭЦ-22"<sup>1</sup>

**Енякин Ю. П.**, доктор техн. наук, **Вербовецкий Э. Х.**, **Новиков Ю. С.**, **Федотов П. Н.**, **Гавриленко А. В.**, **Погорелов А. Г.**, **Чернышев Е. В.**, **Романовский С. П.**, **Овчаров А. П.**, инженеры

#### ВТИ – ТКЗ – ТЭЦ-22 АО Мосэнерго

Авторы благодарны Капельсону Л. М. за подробный анализ статьи и внимательно рассмотрели сделанные им оценки, замечания и предложения. Мы с удовлетворением отмечаем, что он согласен с необходимостью модернизации отработавших свой ресурс, физически изношенных и морально устаревших котлов ТП-80 и ТП-87 и разделяет решения о сохранении существующего здания, фундамента и колонн действующих котлов, выполнение модернизированного котла с газоплотными экранами, повышенным до 420°C подогревом воздуха в воздухоподогревателе с одновременным снижением температуры уходящих газов, а также сохранении системы жидкого шлакоудаления. Вместе с тем, некоторые принятые технические решения ставятся под сомнение, в частности, трехступенчатое сжигание твердого топлива, проблема сохранения огнеупорной обмазки на шиповых экранах в условиях попеременного сжигания твердого и газообразного топлива, использование на модернизированных котлах ТП-87М системы транспорта угольной пыли к горелкам с высокой концентрацией (ПВКд), замена установленных мельниц на мельницы большей производительности, чтобы одна пылесистема могла обеспечить номинальную нагрузку котла. Предлагается при модернизации котлов предусмотреть раздельное сжигание каждого топлива на разных котлах.

Концепция модернизации котлов типа ТП-80 и ТП-87 ТЭЦ-22 разработана ТКЗ и ВТИ с участием ТЭЦ-22 в соответствии с жесткими требованиями АО Мосэнерго, сформулированными в задании:

все котлы должны работать как на кузнецком тощем угле заданного состава, так и на природном газе, причем паропроизводительность котла на газе должна быть увеличена с 420 до 460 т/ч;

концентрация NO<sub>x</sub> при сжигании кузнецкого угля на уровне 570 мг/м<sup>3</sup>, а при работе на природном газе – не выше 125 мг/м<sup>3</sup>;

максимальное снижение содержания горючих в золе уноса;

обеспечение надежной эвакуации жидкого шлака;

обеспечение надежной работы огнеупорной обмазки при попеременном сжигании угля и газа.

Кроме того, ТЭЦ-22 потребовала обеспечить номинальную нагрузку котла при работе одной системы пылеприготовления, так как в настоящее время одна мельница обеспечивает 75% паропроизводительности котла и требуется периодическое включение второй системы пылеприготовления, что усложняет эксплуатацию котельной установки, или сжигание дополнительного количества природного газа.

Учитывая особенности свойств кузнецкого тощего угля, выполнение совокупности указанных условий является весьма сложной задачей и требует в ряде случаев нетривиальных решений. При этом авторы концепции модернизированного котла ТП-87М стремились, по возможности, использовать уже апробированные технические решения, хотя некоторые из них имеют оригинальное конструктивное исполнение.

ТЭЦ-22 также весьма положительно оценивает опыт работы при сжигании кузнецкого тощего угля внедренной на котлах ТПП-210А системы подачи высококонцентрированной пыли (ПВКд), отмечая ее серьезные преимущества по сравнению с традиционными системами, оборудованными ВГД [1]. На Ново-Кемеровской ТЭЦ и Кемеровской ГРЭС, начиная с 1984 г., все котлы типа ТП-87 были переведены на подачу пыли высокой концентрации под давлением. Это позволило не только сократить выбросы NO<sub>x</sub> при сжигании угля марки 2СС, но и улучшить выход жидкого шлака, сохранив достаточно высокую экономичность сжигания –  $q_4 = 1,5\%$ .

Уже много лет ПВК работает на котлах ТП-87 Новгородской ТЭЦ, сжигающих кузнецкие тощие угли. Перевод Сибтехэнерго на ПВК котла ТП-81 Новосибирской ТЭЦ-4 при сжигании эксплуатационной смеси кузнецких углей марок Т и 2СС с  $W^r = 9 \div 10\%$ ,  $A^r = 17 \div 19\%$ ,  $V^{daf} = 18 \div 20\%$  позволил при работе с  $R_{90} = 8 \div 10\%$  получить довольно экономичное выгорание топлива ( $q_4 = 2 \div 3\%$ ), резко повысить устойчивость горе-

<sup>1</sup> Электрические станции, 2001, № 10

ния. Ввиду интенсивного шлакования зоны активного горения из-за повышения на 200 – 300°С температур в ядре факела полностью отказались от зажигательного пояса и ошипованные экраны в период капитального ремонта были замены на гладкотрубные. Хотя при сжигании донецкого АШ ПВК часто приводит к повышению  $q_4$ , способствует сепарации пыли на под топки, ухудшает выход жидкого шлака, требует повышенной подсветки факела, на Трипольской ГРЭС, усовершенствовав систему, получили и на АШ положительные результаты [2]. Все это позволило с достаточной уверенностью заложить ПВКд в концепцию котла ТП-87М.

Утонение угольной пыли до  $R_{90} = 6\%$ , газоплотные экраны, повышение температуры горячего воздуха, уменьшение присосов в пылесистеме за счет усовершенствованных уплотнений горловин мельниц и установки плотного питателя сырого угля, модернизация горелок и другие меры должны повысить температуру в зоне горелок и улучшить условия эвакуации шлака.

Мы считаем, что для кузнецкого тощего угля с низким выходом летучих концентрация  $\text{NO}_x = 570 \text{ мг}/\text{м}^3$  находится на пределе технических возможностей при комплексном применении современных технологических средств. Трехступенчатая схема сжигания на сегодня является наиболее эффективным средством снижения выбросов оксидов азота (40 – 60%), успешно апробирована на десятках котлов [только в США на 16 (Стривастава Р. К., Холл Р. Е. Снижение выбросов  $\text{NO}_x$  на угольных энергетических котлах в США. – Сб.: Эффективное оборудование и новые технологии – в российскую тепловую энергетику. Международная конференция. М.: 2001, 8 – 10 октября] с топками разных типов и при сжигании как природного газа, так и твердого топлива. В СНГ такая схема полностью осуществлена на котле ТПП-312А Ладыженской ГРЭС с участием ВТИ и также дала положительные результаты.

Требование АО Мосэнерго обеспечить концентрацию  $\text{NO}_x = 570 \text{ мг}/\text{м}^3$  на кузнецком тощем угле можно выполнить только при трехступенчатом сжигании по схеме газ/уголь в сочетании с рядом других предусмотренных концепцией мер, ибо выбросы на действующих котлах ТП-80 и ТП-87 значительно выше 570  $\text{мг}/\text{м}^3$ , хотя из-за больших

присосов воздуха в топке и системе пылеприготовления в них фактически уже осуществляется двухступенчатое сжигание. Вместе с тем, осознавая возможное негативное влияние уменьшения подачи топлива в зоне горелок при трехступенчатом сжигании на устойчивость горения и выход жидкого шлака, концепция предусматривает ряд мер по сохранению температурного уровня в этой зоне (устранение присосов холодного воздуха за счет газоплотности топки и уплотнение системы пылеприготовления, повышение температуры горячего воздуха, утонение угольной пыли и др.).

Что касается ссылки на опыт внедрения трехступенчатого сжигания на кузнецком тощем угле и АШ на котле П-50 Черепетской ГРЭС, то следует иметь в виду, что там была опробована схема упрощенного трехступенчатого сжигания с использованием для создания восстановительной зоны пыли тощего угля путем сокращения подачи воздуха в горелки верхнего яруса, третичный воздух вводился в сечение пережима через специальные шлицы. Даже в таком простейшем исполнении выбросы  $\text{NO}_x$  снизились примерно на 30%. При сжигании кузнецкого тощего угля ( $V^{daf} = 12 \div 13\%$ ) степень выгорания топлива изменилась незначительно, хотя дополнительные меры по повышению устойчивости горения и вытекания жидкого шлака не предусматривались. Этим объясняется, почему при поступлении донецкого АШ ( $V^{daf} = 4,2 \div 7,0\%$ ) потери тепла с механическим недожогом значительно увеличились.

Для сохранения шлакового покрытия ошипованных экранов при работе модернизированного котла ТП-87М на газообразном топливе концепция предусматривает достаточно низкий уровень температур в этой зоне путем подачи до 20% природного газа через газовые инжекторы, выше границы шипования, а коэффициент избытка воздуха в основных горелках  $\alpha_r = 0,65 \div 0,7$ .

## Список литературы

1. Опыт внедрения системы концентрированной подачи угольной пыли и аэропитателей / Чернышев Е. В., Зуев О. Г., Титов Ю. Ф., Бровкин Б. А. – Электрические станции, 2000, № 11.
2. Опыт эксплуатации и исследование системы пылеподачи с высокой концентрацией пыли при сжигании АШ / Кесова Л. А., Красноштан Н. Н., Довготелес Г. А. и др. – Теплоэнергетика, 1992, № 3.

## **ХРОНИКА**

# **О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО “Фирма ОРГРЭС” во втором полугодии 2001 г.**

**Водолажский Ю. Г., Макарова И. Е., инженеры**

### **ОАО “Фирма ОРГРЭС”**

В дополнение к статье, опубликованной в журнале “Электрические станции” № 3 за 2002 г., приводим перечень документов, изданных также в 2001 г.

**Инструкция по эксплуатации газовой защиты** содержит принципы действия, конструкции и технические данные газовых и струйных реле, применяемых в энергосистемах, а также методы технического и оперативного обслуживания защит с этими реле. Приведены сведения об отсечном клапане и реле контроля уровня масла в расширителе, так как эти элементы функционально входят в состав цепей газовой защиты. В переработанном документе исключены описание и технические данные выработавших ресурс и морально устаревших реле ПГ-22 и ПГЗ-22, которые рекомендуется заменить на реле современных конструкций. Исключено также приложение о замене герконов в реле производства Германии в связи с прекращением деятельности НТМ “Поиск” – изготовителя элементов держателя герконов. В Инструкцию включены описание конструкции и указания по наладке и техническому обслуживанию при эксплуатации новых отечественных газовых реле РГТ80 и РГТ50 и струйного реле РСТ25.

Инструкция обязательна для работников, занимающихся наладкой, техническим и оперативным обслуживанием устройств газовой защиты в энергосистемах Российской Федерации.

#### **Методики выполнения измерений:**

**Методика выполнения измерений давления пара, отпускаемого в паровые системы теплоснабжения от источника тепла;**

**Методика выполнения измерений температуры конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла, и холодной воды, используемой для подпитки;**

**Методика выполнения измерений давления конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла, и холодной воды, используемой для подпитки.**

Информация об измеренных давлении пара, температуре и давлении конденсата и холодной воды используется при ведении технологического режима и анализа работы паровой системы теплоснабжения, учтете отпущененной тепловой энергии и теплоносителя.

**Методика теплохимических испытаний паровых стационарных котлов с естественной циркуляцией** распространяется на стационарные паровые котлы с естественной циркуляцией и давлением перегретого пара на выходе из котла 3,9 МПа и выше.

Целью испытаний является проверка соответствия конструкции и качества сборки сепарационных и па-

ропромывочных устройств котла их функциональному назначению, т.е. выявление условий их эксплуатации, при которых во всем объеме эксплуатационных режимов и нагрузок котла обеспечивается выработка насыщенного и перегретого пара, по своему качеству отвечающего требованиям действующей нормативной документации по водно-химическому режиму. Одновременно проверяется степень влияния на качество перегретого пара средств регулирования температуры по тракту пароперегревателя.

Методика устанавливает требования и порядок проведения испытаний котла в базисных и маневренных режимах его работы.

**Методические указания. Информационно-измерительные системы. Анализ состояния метрологического обеспечения в электроэнергетике. Организация и порядок проведения** устанавливают цели, задачи, организацию и порядок проведения работ по анализу состояния метрологического обеспечения информационно-измерительных систем, в том числе находящихся в составе автоматизированных систем управления технологическими процессами и автоматизированных систем диспетчерского управления на стадиях разработки, внедрения и эксплуатации на энергопредприятиях электроэнергетической отрасли.

Методические указания обязательны для головных и базовых организаций метрологических служб РАО “ЕЭС России”, проводящих обследование состояния метрологического обеспечения информационно-измерительных систем на энергопредприятиях, а также в ремонтных и наладочных организациях, проектных и научно-исследовательских институтах отрасли.

С выходом настоящих Методических указаний утрачивают силу “Методические указания. Информационно-измерительные системы. Анализ состояния метрологического обеспечения в системе Минэнерго СССР. Организация и порядок проведения” и “Методика. Обследование состояния метрологического обеспечения информационно-измерительных систем предприятий электроэнергетики”, изданные в 1996 г.

**Методические указания по использованию отработанных турбинных и трансформаторных масел на технологические нужды энергетических предприятий** определяют основные направления рационального использования отработанных турбинных и трансформаторных масел на энергетических предприятиях (ТЭС, ГЭС, ПЭС и др.) и предприятиях по ремонту маслонаполненного оборудования.

На основании настоящих Методических указаний на предприятиях с учетом конкретных условий эксплу-

атации разрабатываются мероприятия по сбору, очистке или регенерации и повторному использованию отработанных энергетических масел или сдаче их на переработку или утилизацию.

С введением в действие настоящих Методических указаний утрачивают силу "Методические указания по использованию отработанных турбинных и трансформаторных масел на технологические нужды энергетических предприятий", изданные в 1993 г.

**Методические указания по определению обеспеченности электрической мощности электростанций циркуляционными системами водоснабжения** устанавливают основные положения по организации и методике определения обеспеченности электрической мощности электростанций циркуляционными системами водоснабжения.

Методические указания разработаны на основании опыта эксплуатации, наладки и испытаний оборудования, сооружений и систем циркуляционного водоснабжения электростанций и содержат в себе графоаналитический метод расчета.

Выполнение расчетов построено на характеристиках циркуляционных систем по пропускной способности, охладительному эффекту, распределению нагрузок между гидроохладителями и др.

Обеспеченность электрической мощности определяется как соответствие параметров циркуляционной системы охлаждения (количества и температуры охлаждающей воды) конденсационным нагрузкам турбогенераторов с их номинальной электрической мощностью при планируемых объемах производственных и теплофизионных отборов без превышения предельно допустимых значений температуры охлаждающей воды и давления пара в конденсаторах.

С выходом настоящих Методических указаний утрачивают силу "Методические указания по определению обеспеченности электрической мощности электростанций циркуляционными системами водоснабжения", изданные в 1987 г.

**Методические указания по организации и ведению фонда нормативных документов в метрологической службе энергопредприятия** устанавливают порядок создания и ведения фонда нормативных документов в базовых организациях метрологических служб и метрологических службах энергопредприятий.

Фонд метрологических служб является первоисточником при решении основных вопросов обеспечения единства и требуемой точности измерений. Актуализация фонда является необходимым условием соблюдения метрологических правил и норм.

Методические указания предназначены для руководящего персонала метрологических служб энергопредприятий.

С выходом настоящих Методических указаний утрачивают силу "Методические указания по организации и ведению фонда нормативно-технических документов в метрологической службе энергоуправления", изданные в 1987 г.

**Методические указания по организации изменения топливного режима в связи с недостатком проектных углей на электростанциях РАО "ЕЭС России"** устанавливают единый порядок перевода элект-

ростанций на сжигание непроектных марок углей и являются обязательными для всех электростанций РАО "ЕЭС России" независимо от формы их собственности.

Основанием для изменения топливного режима на действующих электростанциях являются:

соответствующие решения или распоряжения, принимаемые руководством РАО "ЕЭС России" в отношении конкретных электростанций;

необходимость включения в топливный баланс электростанции непроектного или ранее не использовавшегося угля;

решение АО-энерго или АО электростанции по использованию более дешевого или экологически чистого угля, согласованное с соответствующими департаментами РАО "ЕЭС России".

**Методические указания по проведению натуральных испытаний гидротурбинных агрегатов при вводе их в эксплуатацию на ГЭС** предназначены для АО-энерго, дирекции ГЭС (каскадов ГЭС), монтажных, наладочных и проектных организаций.

В переработанном документе учтены соответствующие положения, содержащиеся в выпущенных в последние годы нормативных документах по данной тематике, а также накопленный опыт при проведении испытаний.

С выходом настоящих Методических указаний утрачивают силу "Методические указания по проведению натуральных испытаний гидротурбинных агрегатов перед приемкой ГЭС в эксплуатацию", изданные в 1990 г.

**Методические указания по расчету валового выброса двуокиси углерода в атмосферу из котлов тепловых электростанций и котельных** устанавливают методы определения годовых валовых выбросов двуокиси углерода в атмосферу с дымовыми газами котлов тепловых электростанций и котельных расчетным путем при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива.

При определении годового валового выброса двуокиси углерода расход натурального топлива и потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива принимаются по фактическим данным ТЭС, усредненным за отчетный период. Химический состав горючей массы топлива – по результатам непосредственного анализа, по данным нефтеперерабатывающих заводов или поставщиков топлива; данные по объемам продуктов сгорания и CO<sub>2</sub> приведены к нормальным условиям (температура – 0°C, давление – 0,1 МПа).

**Объем и технические условия на выполнение технологических защит и блокировок систем пылеприготовления котельных установок** обязательны для использования на тепловых электростанциях и в котельных Российской Федерации, эксплуатируемых на твердом органическом топливе, а также в научно-исследовательских институтах, конструкторских бюро, проектных, монтажных, ремонтных и наладочных организациях (независимо от формы собственности), выполняющих работы по данной тематике.

С выходом настоящего документа утрачивают силу "Объем и технические условия на выполнение технологических защит систем пылеприготовления котельных установок", изданные в 1996 г.

**Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем.**

В настоящее время в энергосистемах России в эксплуатации находится более 1,5 млн. устройств релейной защиты и электроавтоматики (РЗА). Подавляющую часть этих устройств составляют электромеханические устройства. В последние годы началось внедрение в эксплуатацию микроэлектронных и микропроцессорных устройств РЗА, однако их доля пока еще невелика и в настоящее время не превышает 1,5%.

Более одной трети эксплуатируемых устройств РЗА физически и морально устарели, часто выходят из строя и требуют замены. Вместе с тем каких-либо отраслевых документов по вопросам реконструкции и замены устаревших устройств в настоящее время нет.

Настоящие Рекомендации предназначены для помощи энергосистемам в реконструкции и замене устройств РЗА, выработавших ресурс или морально устаревших. В разработке Рекомендаций приняли участие специалисты ОАО ЧЭАЗ, использованы материалы Нижегородскэнергосетьпроекта.

**Рекомендации по повышению пожарной безопасности кровельных покрытий главных корпусов действующих ТЭС** разработаны в соответствии с решением технического совещания по вопросу применения новых типов кровельных покрытий и утеплителей на электростанциях федерального уровня ОАО "Фирма ОРГРЭС" и ОАО "Институт Теплоэлектропроект". В Рекомендациях учтены новые требования СНиП "Пожарная безопасность зданий и сооружений", решения ГУГПС МВД России и Управления технического нормирования Госстроя России.

Рекомендации предназначены для использования проектными организациями и руководством ТЭС при разработке и согласовании проектных решений по ремонту и реконструкции кровельных покрытий главных корпусов действующих ТЭС.

**Типовое положение о кабинете охраны труда в организациях электроэнергетики** распространяется на организации и предприятия электроэнергетической отрасли.

В документе содержатся требования к организации базового кабинета при территориальных организациях электроэнергетики и к организации кабинета непосредственно в организациях (на предприятиях) отрасли, а также перечни нормативных документов, рекомендуемых средств защиты персонала с указанием организаций – производителей и поставщиков этих средств.

Данное Типовое положение разработано в соответствии с действующими "Рекомендациями по организации кабинета охраны труда на предприятиях ВЦОТ Минтруда России" от 17/I 2001 г.

С выходом настоящего Типового положения утрачивает силу "Типовое положение о кабинете охраны труда на энергетических предприятиях Минэнерго СССР", издданное в 1981 г.

**Технические условия на выполнение технологических защит и блокировок при использовании мазута и природного газа в котельных установках в**

**соответствии с требованиями взрывобезопасности** распространяются на действующие, вновь вводимые в эксплуатацию и модернизируемые котельные установки паропроизводительностью 50 т/ч и выше и водогрейные котельные установки тепловой производительностью 30 Гкал/ч и выше, сжигающие газ и/или мазут.

В документе изложены требования к схемным решениям при выполнении технических защит для котлов, сжигающих твердое топливо, газ, мазут и несколько видов топлива.

С выходом настоящих Технических условий утрачивают силу "Технические условия на выполнение технологических защит и блокировок при использовании мазута и природного газа в котельных установках в соответствии с требованиями взрывобезопасности", изданные в 1997 г.

**Анализ причин технологических нарушений в работе тепловой части электростанций и тепловых сетей за 2000 год** включает наиболее часто встречающиеся случаи отказов, источники их возникновения и развития, связанные с нарушениями или упущениями при эксплуатации и ремонте теплотехнического оборудования. Особое внимание удалено недостаткам в работе оперативного персонала, от которого в конечном счете зависит безопасная и надежная работа оборудования в целом.

В Обзоре рассматриваются ошибочные действия оперативного персонала, в особенности при переходных режимах, а также при нарушениях условий нормальной эксплуатации, которые приводили к упускам воды в барабанах котлов, хлопкам и пожарам на котельном оборудовании, а для турбинного оборудования – к повреждениям проточной части турбин.

В настоящем Анализе использовались материалы расследования технологических нарушений, по результатам обобщения которых составлены разделы по котельному и турбинному оборудованию, станционным трубопроводам и тепловым сетям.

**Анализ причин технологических нарушений в работе электрической части энергосистем за 2000 год** включает технологические нарушения в работе электрической части энергосистем Российской Федерации за 2000 г., в том числе причины технологических нарушений при полном сбросе нагрузки и потере электропитания собственных нужд; энергосистем – при разделении энергосистемы на части. Технологические нарушения учитывались на основе поступивших актов в соответствии с "Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем".

В обзоре даны распределения технологических нарушений по характеру и признакам, условиям и причинам возникновения и их развития; описаны и проанализированы некоторые характерные технологические нарушения в работе электростанций и энергосистем, при этом выявлено и рассмотрено одновременное действие нескольких неблагоприятных условий и отказов, определивших характер и последствия технологического нарушения.

Анализ причин конкретных нарушений в работе энергообъектов может быть использован в противоаварийных тренировках персонала. Выводы по результа-

там ежегодных анализов технологических нарушений следует учитывать при подготовке планово-предупредительных ремонтов и разработке технических решений по реконструкции и техническому перевооружению электростанций и сетей.

**Перечень действующих отраслевых документов и справочно-информационных материалов по эксплуатации гидроэлектростанций по состоянию на 01.01.2001 г.** включает действующие отраслевые руководящие документы и справочно-информационные материалы по эксплуатации оборудования гидроэлектростанций, а также государственные стандарты по гидроэнергетическому оборудованию.

Отмечены документы, срок действия которых истек, но они могут быть использованы как вспомогательные или справочные.

Перечень предназначен для использования персоналом АО-энерго и гидроэлектростанций.

**Перечень нормативных документов по водоподготовке, очистным сооружениям, конденсатоочистке, по эксплуатации энергетических масел и электрорлизных установок** предназначен для персонала химических цехов тепловых электростанций и котельных, гидроэлектростанций, электрических и тепловых сетей Российской Федерации, а также для персонала научно-исследовательских институтов, конструкторских бюро, проектных, строительно-монтажных, ремонтных и наладочных организаций.

Перечень включает государственные и отраслевые нормативные и распорядительные документы.

В соответствии с "Каталогом стандартов электротехнической комиссии" (1998) приняты пятизначные обозначения стандарта МЭК, в скобках указывается год его введения.

## Уважаемые коллеги!

**ОАО «Фирма ОРГРЭС»** приглашает Вас на научно-практическую конференцию, которая пройдет с **30 по 31 октября 2002 г.** в гостиничном комплексе «Измайлово». На конференции Вы получите возможность ознакомиться с последними перспективными разработками ОАО «Фирма ОРГРЭС» в области повышения эффективности и уровня эксплуатации теплоэнергетического оборудования энергопредприятий.

### Тематика конференции:

- Система функционирования НТД в условиях децентрализации управления энергетикой
- Новые решения и технологии для повышения надежности и экономичности работы оборудования электростанций
- Диагностика теплоэнергетического оборудования
- Энергосберегающие технологии, энергоаудит
- Опыт создания и внедрения АСУ ТП энергоблоков
- Разработка конкурсной документации

### За более подробной информацией обращайтесь по адресу:

107023, г. Москва, Семеновский пер. 15, ОАО «Фирма ОРГРЭС»

Тел: (095) 964-95-66, (095) 360-24-35

Факс: (095) 964-95-66, (095) 964-95-50

E-mail: alm@orgres-f.ru, reklama@orgres-f.ru

<http://www.orgres-f.ru>

## ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

### Новые аспекты в паротурбинной тематике на энергетической конференции “ASME International 2001”

Лейзерович А. Ш., доктор техн. наук

Наиболее яркие публикации по паротурбинной тематике, привлекавшие к себе наибольшее внимание в последние годы, были связаны, в первую очередь, с новыми подходами к формированию проточных частей. Имеется в виду использование трехмерных программ расчета и применение наклонных, изогнутых и закрученных лопаток в частях не только низкого, но и среднего, и высокого давления (НД, СД и ВД), тенденция к отказу от использования чисто активных или чисто реактивных ступеней ВД и СД и индивидуальный выбор оптимальной степени реактивности для каждой отдельной ступени, снижение профильных и концевых потерь благодаря созданию и использованию новых, порой, весьма нетрадиционных, профилей и специально-го меридионального профилирования, повышенное внимание, уделяемое течению пара и уменьшению потерь в выхлопных патрубках. Второе приоритетное направление относится к созданию новых мощных современных энергоблоков ТЭС на высокие (сверхкритические) и сверхвысокие параметры пара и подтверждению их проектных показателей надежности, экономичности и маневренности в эксплуатации на ТЭС Японии, Дании, Германии, Южной Кореи, Китая. Именно эти темы доминировали на паротурбинных секциях международных энергетических конференций последних лет, включая и прошлогоднюю международную энергетическую конференцию Американского общества инженеров-механиков (ASME) IJPGC-2000 (Лейзерович А. Ш., Берлинд В. И. Турбинная тематика на конференции “ASME International 2000 г.” – Электрические станции, 2001 г., № 1).

Представляется характерным, что на конференции IJPGC-2001 (Нью-Орлеан, 4 – 7 июня, 2001 г.) доклады по этим двум направлениям практически отсутствовали или, по крайней мере, отошли на второй план. Следует, наверно, лишь отметить работу фирмы Hitachi по созданию, отработке и испытаниям новых профилей рабочих лопаток для частей ВД и СД. По данным расчетных и экспериментальных исследований, ступени с такими лопатками в расчетном режиме имеют КПД на 0,3% выше по сравнению с “традиционными”. Они также отличаются более широкими межлопаточными каналами. Сокращение числа лопаток в ступени повышает внутренний КПД и снижает затраты на изготовление турбины. Однако основное внимание турбинистов – участников конференции, было направлено на вопросы реконструкции, ремонтного обслуживания и эксплуатации.

Комплекс докладов по реконструкции физически и морально устаревших или устаревающих турбин был представлен международным концерном “Alstom Power”. Программный доклад его английского отделения

был посвящен оптимизации объема и содержания реконструкции. Еще в недавнем прошлом фирмы-изготовители занимались реконструкцией, во-первых, в основном турбин собственного производства и, во-вторых, главным образом, частей НД, где, с одной стороны, реконструкция была необходима для борьбы с интенсивными коррозионными и эрозионными повреждениями, а, с другой стороны, позволяла получить наибольший выигрыш в экономичности. В отличие от этого в настоящее время реконструкция все в большей мере охватывает и цилиндры ВД и СД, для которых использование новых, прогрессивных методов проектирования проточной части также позволяет получить заметное повышение КПД. Изменяются и расход, параметры и отборы пара. В то же время при выборе оптимальных вариантов такой реконструкции необходимо учитывать влияние изменений теплового процесса в турбине на условия работы котла, т.е. оптимизация должна проводиться комплексно, для всего энергоблока в целом. В результате закрытия или слияния ряда крупных турбостроительных фирм и изменения структуры рынка энергомашиностроения реконструкцией турбин все чаще занимаются не их изначальные производители, а другие фирмы, имеющие зачастую иные традиции проектирования. Все это способствует тому, что реконструкция не сводится к модернизации с заменой отдельных компонентов аналогичными им по принципу “подобное – подобным” (like for like), а открывает более широкий спектр возможностей. В результате реконструкции не только продлевается срок службы турбин и повышается их экономичность, но также и увеличивается длительность межремонтной кампании.

Характерным примером является опыт модернизации и реконструкции турбин, накопленный за последние 10 лет польским отделением концерна в Эльблонге (бывшее предприятие Zamech). Этот опыт охватывает установленные на ТЭС Польши и ряда других восточно-европейских стран турбины 120 МВт конструкции “Metro Vickers”, выпускавшиеся Zamech в 1962 – 1975 гг.; 200 – 215 МВт, изготовленные по документации ЛМЗ или на ее базе в различных модификациях, турбины; 360 МВт поставки ВВС и К-500-166-2 ЛМЗ. Наиболее распространенный вариант реконструкции по-прежнему включает в себя только ЦНД – с полной заменой проточной части, отказом от использования ступени Баумана (для турбин 120 и 200 МВт), заменой цельнокованых или сборных роторов на сварные, существенным увеличением проходного сечения выхлопного патрубка и площади выхлопа [для турбин 200 МВт – четыре варианта с лопатками последней ступени (ЛПС) длиной от 844 до 1077 мм в зависимо-

сти от условий охлаждения конденсатора], ужесточением корпусов ЦНД и их соединений с корпусами подшипников. В 1999 г. была проведена реконструкция ЦНД турбины 200 МВт на бывшей Эстонской ГРЭС с использованием сварного ротора и заменой проточной части на современную, спроектированную в трехмерной постановке, с рабочими лопатками предпоследней ступени с цельнофрезерованным бандажом, изогнутыми в меридиональном (продольном) сечении направляющими лопатками последней ступени, специальным профилированием рабочих лопаток двух последних ступеней с учетом трансзвукового течения пара в прикорневой зоне и совместной оптимизацией течения в ЛПС и выхлопном патрубке. (Основные подходы к проектированию проточных частей НД, разработанные концерном ABB, ныне входящим в состав "Alstom Power", описаны в статьях *Weiss A. P. Aerodynamic design of advanced LP steam turbines. – ABB Review, 1998, № 5* и *Лейзерович А. Ш. Новые разработки ABB на паротурбинных ТЭС Германии. – Электрические станции, 1999, № 12*). Реконструкция ЦНД дает прирост мощности турбины 200 МВт в 7–14 МВт и снижение удельного расхода тепла (УРТ) на 300–600 кДж/(кВт·ч). Последующие стадии реконструкции турбин 200 МВт охватывают ЦВД и ЦСД с заменой проточной части на реактивную и цельнокованых роторов на сварные, переходом на двухстенную конструкцию корпусов в зоне паровпуска и первых ступеней. При этом также устанавливается современная электрогидравлическая система регулирования, заменяются перепускные трубы и клапаны ВД, усовершенствуется система байпасов и дренажей. На четырех блоках ТЭС Turow в Польше и одном на ТЭС Deva в Румынии турбины 200 МВт реконструированы в теплофикационные с регулируемыми отборами пара из выхлопов ЦВД и ЦСД. На турбинах 360 МВт фирмы BBC осуществляется только модернизация ЦНД с заменой облопачивания, что, тем не менее, дает снижение УРТ на 3%, увеличение мощности на 12 МВт и экономию топлива примерно 90 тыс. т угля в год. Работы на турбине К-500-166-2 ТЭС Kozienice, помимо реконструкции ЦНД, включали в себя реконструкцию ЦВД с заменой проточной части на реактивную и цельнокованого ротора на сварной, а также модернизацию ЦСД и системы регулирования турбины.

Швейцарское отделение концерна (бывшее ABB, до того BBC) представило доклад о типовых комплектах современных электрогидравлических систем регулирования и защиты турбин, устанавливаемых при реконструкции.

Цилиндры НД и, в частности, роторы ЦНД остаются в центре внимания не только при реконструкции, но и при ремонтах. Любопытны рекомендации для турбины, на цельнокованом с центральным сверлением роторе НД которой при плановом обследовании были обнаружены многочисленные дефекты металла на поверхности расточки. Турбина работает на одной из ТЭС штата Висконсин уже 45 лет, предыдущее обследование проводилось в 1985 г. Первоначально ротор был забракован для дальнейшей эксплуатации, но в результате дополнительных обследований и расчетов было сочтено возможным оставить его в работе при базовом

режиме эксплуатации турбины и с соблюдением известных рекомендаций для уменьшения опасности хрупкого разрушения (длительный прогрев на промежуточной частоте вращения при пусках из холодного состояния, опробование автомата безопасности только после длительной работы на холостом ходу и др.).

Для сборных роторов ЦНД продолжает оставаться актуальной проблема растрескивания дисков от коррозии под напряжением. Межкристаллитная коррозия выявлена на роторах НД с насадными дисками турбин 1350 МВт "General Electric" на АЭС "Palo Verde" в штате Аризона. На АЭС установлены три турбины мощностью по 1350 МВт с частотой вращения 1800 об/мин; турбина состоит из двухпоточного ЦВД и трех двухпоточных ЦНД с ЛПС длиной 1090 мм. Первый блок АЭС был принят в коммерческую эксплуатацию 9 лет назад. В 2000 г. коэффициент использования мощности АЭС составил 92,7% (*Palo Verde Nuclear Plant Keeps on Keeping on. – Power Engineering, 2001, July*). Коррозионные трещины, в частности, были выявлены на ободе диска предпоследней (L-2) ступени одного из роторов. Для его восстановления с минимальными затратами и без потери мощности турбины была разработана технология ремонта с проточкой посадочных поверхностей обода диска и заменой рабочих лопаток на заранее изготовленные новые с удлиненным хвостовиком (*longshank*), и осенью 2000 г. в ходе очередной перегрузки реактора проведен ремонт ротора. Вся процедура ремонта заняла 15 сут., и таким образом ротор был возвращен в эксплуатацию без нарушения графика работы блока.

Одной из наиболее популярных технических идей последних 10–15 лет в области эксплуатации и ремонтного обслуживания является переход от системы планово-предупредительных, профилактических (*preventive*) ремонтов оборудования к его обслуживанию по фактическому состоянию – *Condition Oriented Maintenance (COM)*, *Reliability Centered Maintenance (RCM)* – или ремонтов по предвидению (*Predictive Maintenance – PdM*) на основании непрерывного диагностического контроля за состоянием оборудования в процессе его работы или специальных испытаний при работе или во время простоя. Эта технология активно внедряется в различных отраслях техники, однако ее применение в энергетике в силу специфики энергетических объектов и условий их работы связано с решением целого ряда сложных проблем. То, что оказывается достаточно реально и эффективно для отдельных агрегатов или относительно простых систем, вызывает серьезные трудности применительно к сложным объектам с преимущественно длительно-непрерывным режимом работы и большим числом разнородных факторов, определяющих работоспособность, надежность и экономичность эксплуатации. Впрочем, эта тема заслуживает отдельного рассмотрения. В настоящее время, по-видимому, можно говорить о начале применения обслуживания по фактическому состоянию для энергетических ГТУ простого цикла. Для паротурбинных установок и, тем более, энергоблоков в целом эта задача пока по-прежнему находится в стадии теоретических проработок. Реально ставится задача, скорее, о более обоснованном планировании объема и сроков предупредительных ре-

монтажов с учетом фактического текущего состояния оборудования.

На конференции IJPGC-2001 были представлены доклады по определению комплекса диагностических средств, позволяющих своевременно выявлять повреждения оборудования (в первую очередь, вращающегося), повышению надежности исходных эксплуатационных данных, характеризующих надежность работы оборудования, и созданию усовершенствованных вероятностных прогностических моделей для более обоснованного планирования ремонтного обслуживания паротурбинных установок с учетом текущего состояния. В частности, были представлены две прогностические модели для паротурбинных агрегатов, разработанные по программе, финансируемой Институтом исследований в электроэнергетике (EPRI): применительно к появлению усталостных трещин в рабочих лопатках ЦНД на основании чисто расчетных оценок и снижению экономичности ЦВД по данным текущего диагностического контроля за показателями состояния проточной части.

Вопросы контроля состояния турбин и экономически обоснованного планирования их ремонтного обслуживания тесно связаны с вопросами "тепловых испытаний" – оценки экономичности турбоустановки и ее отдельных компонентов на базе измерений на работающем оборудовании. Методология проведения таких испытаний, в первую очередь, – приемочных и гарантийных, регламентируется стандартами ASME – Performance Test Codes (PTC). В докладе представителя компании "Siemens Westinghouse", входящего в состав специального комитета ASME по PTC, рассматриваются вопросы сертификации и аккредитации организаций, проводящих такие испытания. Следует отметить, что существенным фактором, который может значительно изменить саму организацию испытаний, повысить их точность и представительность, является использование оптических зондов, позволяющих измерять степень влажности пара и, тем самым, определять его теплосодержание, более точно контролировать тепловой процесс в ЦНД, диагностировать состояние его проточной части. В 1997 – 1998 гг. такой зонд, разработанный EPRI, прошел стендовые и промышленные испытания; в 2000 г. на него был получен патент США; в настоящее время рассматриваются возможности его использования при проведении испытаний и в повседневной практике эксплуатации (EPRI Seeks Additional Participants in Development of Probe. – Power Engineering, 2001, March). Доклад о разработке своего варианта комбинированного зонда для измерения влажности и скорости пара был представлен университетом города Штутгарт (Германия).

Компания "Siemens Westinghouse Power Corp." представила также свои рекомендации по организации пусковой схемы и технологии пусков паротурбинной части современных парогазовых установок (ПГУ), включая и те, что создаются на действующих, реконструируемых ТЭС путем надстройки паровой турбины газотурбинными установками (ГТУ) с котлами-utiлизаторами вместо демонтируемого котла. Для ПГУ трех давлений с промперегревом рекомендуется "трехбайпасная" пусковая схема со специальными дополните-

льными линиями прогрева клапанов ВД и СД и средствами пускового регулирования температур свежего и вторично перегретого пара. Турбина оснащается вычислительным устройством оценки температурных напряжений (Turbine Stress Evaluator) в наиболее термонапряженных элементах конструкции ЦВД и ЦСД, в первую очередь, роторов. График пуска считается оптимальным, если во все время пуска запасы до предельно допустимых значений вычисляемых разностей температур (пропорциональных температурным напряжениям в контролируемых элементах) поддерживаются на уровне, близком к нулю, но не становятся отрицательными.

Рекомендуемая технология пуска существенно отличается от практикуемой на ТЭС США с "обычными" паротурбинными энергоблоками, хотя во многом повторяет основные положения организации пусков энергоблоков, традиционные для ТЭС Европы и бывшего СССР. Если обычно в США прогрев клапанов ВД осуществляется при развороте турбины (через специальный байпас стопорных клапанов ВД), то согласно рекомендуемой технологии клапаны ВД и СД прогреваются перед подачей пара в турбину со сбросом пара в конденсатор. Регламентируются (в зависимости от предпусковой температуры металла элементов турбины) уровень температур свежего и вторично перегретого пара перед подачей в турбину, а также уровень температуры насыщения свежего пара и перегрев пара перед паровпускными органами СД и НД.

Разворот и нагружение турбины осуществляются регулирующими клапанами ВД и СД; при этом клапаны байпасов ВД и СД реализуют заданные программы повышения давления свежего пара и пара промперегрева, дополнительно контролируется температура пара на выхлопе ЦВД (не выше 500°C). Пар НД подается в турбину при нагрузке порядка 20% номинальной. В процессе нагружения полностью открываются регулирующие клапаны СД, затем закрываются клапаны на байпасах ВД и СД, в конце нагружения турбина переходит на работу со скользящим давлением при полностью открытых регулирующих клапанах ВД. В процессе нагружения регламентируется скорость повышения температур свежего и вторично перегретого пара, а нагружение турбины ведется исходя из наличия запаса по контролируемым разностям температур в наиболее термонапряженных элементах ВД и СД.

Применительно к приведенному реальному графику пуска из холодного состояния специально отмечается, что управление пуском не автоматизировано, запасы по контролируемым разностям температур в роторах ВД и СД далеки от нулевых значений, т.е. пуск не оптимален. Наряду с этим, следует отметить, что и сама рекомендуемая технология пуска оставляет возможности для дальнейшей оптимизации – в части, прежде всего, более глубокого регулирования температур свежего и вторично перегретого пара и более раннего закрытия байпасов турбины. Кроме того, поддержание запаса по контролируемым разностям температур металла более эффективно изменением скорости нагружения, а повышения температур пара.

Помимо упомянутого доклада по технологии пусков паровых турбин и ряда докладов по котлам-utiли-

заторам, на секции ПГУ были представлены также два доклада по использованию цикла Калины вместо цикла Ренкина. В тепловом цикле, предложенном бывшим советским инженером Александром Исаевичем Калиной, в качестве рабочего тела используется водоаммиачная смесь, что повышает среднюю температуру на стадии нагрева и снижает потери тепла в окружающую среду с охлаждающей водой конденсатора и уходящими газами котла [Proceedings of the American Power Conference, vol. 55 (1993) и vol. 57 (1995), а также Лейзерович А. Ш. "57-я Американская энергетическая конференция" – Теплоэнергетика, 1996, № 8].

Многочисленные теоретические расчеты, проведенные для различных вариантов цикла, доказывают, что он дает существенный выигрыш в термическом КПД, а проектные проработки показывают, что для его использования не требуется создания каких-то принципиально новых видов оборудования – вполне могут быть использованы хорошо известные и широко применяемые технические решения и материалы. Наибольший выигрыш дает использование цикла Калины для установок с относительно низкой температурой горячего источника (в том числе, для геотермальных ТЭС, установок использования сбрасываемого тепла и др.); вместе с тем, расчеты показывают целесообразность использования цикла Калины и для паротурбинных

установок высоких параметров, и для ПГУ с современными ГТУ.

Теоретические положения, заложенные в основу цикла Калины, были полностью подтверждены на примере демонстрационной установки мощностью 6 МВт "Canoga Park" в Калифорнии. В июне 2000 г. в Исландии была пущена первая геотермальная установка, работающая по циклу Калины. На конференции IJPGC-2001 Королевским технологическим институтом Стокгольма (Швеция) были представлены расчетные исследования, показывающие более высокую экономичность ПГУ с использованием цикла Калины по сравнению с парогазовой ГТУ ("evaporative gas turbine"). Японский университет Waseda представил результаты экспериментальных исследований работы опытной паротурбинной установки мощностью 60 кВт с водоаммиачной смесью в качестве рабочего тела. Если предшествующий "пик" публикаций по циклу Калины пришелся на 1993–1995 гг., в ближайшее время вполне можно ожидать новой волны интереса к этой идеи и ее практической реализации.

Похоже, что энергетическая конференция "ASME 2001 г." обозначила некоторое смещение основных акцентов в паротурбинной тематике – не столько разработка новых решений, сколько их реальное воплощение на проектируемых, действующих и реконструируемых объектах.

## Сооружение двухцепной ВЛ 500 кВ в условиях ограниченной ширины полосы отчуждения

**Файбисович Д. Л., инж.**

### Энергосетьпроект

Быстрое развитие деловой активности в столице Таиланда Бангкоке в последние годы связано с заметным увеличением спроса на электроэнергию и, прежде всего, промышленным сектором. Устойчивый характер роста электропотребления определил необходимость усиления системы внешнего электроснабжения. Это было решено осуществить за счет строительства в этом районе новой двухцепной ВЛ 500 кВ.

Среди множества проблем, которые пришлось преодолевать при осуществлении намеченного решения, наиболее сложной оказался выбор трассы ВЛ 500 кВ. Использование первоначально намеченной трассы ВЛ и площадок ПС привело к весьма дорогостоящим решениям из-за высокой степени застроенности территории. Осуществление этого решения привело бы не только к необходимости "прорубать" трассу среди существующей застройки, но и определило бы существенное удлинение ВЛ по сравнению с воздушной прямой, соединяющей начало и конец электропередачи.

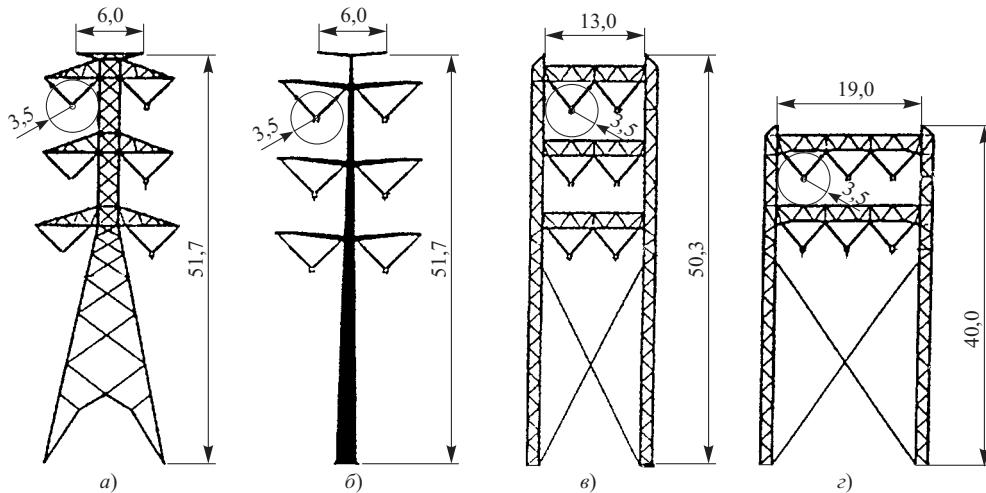
Следует отметить, что стоимость 1 км новой трассы составила 630 тыс. дол. В этих условиях руководство энергокомпании Таиланда приняло решение осуществить строительство новой ВЛ 500 кВ по трассе действующей двухцепной ВЛ 230 кВ. Указанная ВЛ имеет ширину полосы отчуждения 40 м и проходит частично

по сельскохозяйственным угодьям, а также районам размещения промышленных предприятий, коммерческих зданий и районам плотной жилой застройки города.

В практике проектирования двухцепных ВЛ 500 кВ ширина полосы отчуждения по нормированным требованиям, действующим в энергокомпании Таиланда, принята 60 м. Учитывая, что полоса отчуждения уже требуемой и необходимость обеспечения высокой пропускной способности, было признано целесообразным использование компактной электропередачи. Как известно, основным достоинством электропередачи этого типа является обеспечение высокой пропускной способности при уменьшенных требованиях к ширине полосы отчуждения по сравнению с ВЛ традиционного исполнения.

Достигнутые успехи при проектировании и строительстве компактных ВЛ 500 кВ в последние годы определили для энергокомпании Таиланда целесообразность использования технических решений, разработанных Бонневильской компанией.

Принятые конструкции опор компактных ВЛ обеспечивают благоприятные условия эксплуатации при снижении стоимости ВЛ по сравнению с традиционными решениями. Следует отметить, что, несмотря на ис-



Конструкции промежуточных опор двухцепной ВЛ 500 кВ

пользование опор компактных ВЛ, энергокомпания Таиланда была вынуждена несколько снизить нормативные требования при сооружении ВЛ. Принятые параметры электрического и магнитного полей, а также уровень шумов могут быть иллюстрированы приведенными далее данными.

	Максимальное значение в полосе отчуждения	На границе полосы отчуждения
Напряженность электрического поля, кВ/м	15	2
Напряженность магнитного поля, мТ	—	15
Акустический шум, дБА	—	55
Радиопомехи, дБ	—	40

Значения указанных параметров измерялись в приложении к четырем конструкциям промежуточных опор (см. рисунок). Конструкция фазы токоведущей части состояла из стальалюминиевых проводов  $4 \times 636 \text{ mm}^2$  с использованием воздушных распорок длиной 457 мм. Минимальное расстояние в пролете от земли было принято 11 м. Все это позволило подойти к выбору опоры компактной ВЛ.

При выборе типа промежуточной опоры для рассматриваемой компактной двухцепной ВЛ 500 кВ были исследованы 4 модификации опор. Крепление токоведущей части предусматривалось выполнить с помощью натяжных гирлянд изоляторов V-образной формы. Минимальное расстояние от токоведущей части до металлических конструкций опоры было принято 3,5 м, а расстояние в пролете ВЛ до земли – 11 м. Энергокомпанией рассматривались 4 типа промежуточных опор. Опора типа *a*, представляющая собой решетчатую конструкцию из уголков, соответствует традиционным решениям и была принята за базисную. На рисунке *b* показана опора, состоящая из стального ствола и трех траверс. Эта опора обеспечивала более высокую степень компактности при такой же высоте опоры, как и на рисунке *a*. Опора *c* представляет конструкцию порталного типа, у которой все шесть фаз обеих ВЛ

расположены на трех ярусах металлической двухстоечной опоры портального типа. Высота опоры на рисунке *c* несколько меньше, чем у опоры на рисунке *a* и *b*. Опора на рисунке *d* также является опорой портального типа и характеризуется минимальной высотой среди других рассматриваемых конструкций. Указанное достигается размещением всех фаз одной ВЛ в каждом из двух ярусов опоры. Отмеченный тип опоры не рекомендован для использования в сети 500 кВ энергокомпаний из-за сложности проведения ремонтных работ без отключения обеих цепей.

С целью изучения напряженности электрических и магнитных полей, влияния коронного разряда, акустических шумов энергокомпанией Таиланда были проведены измерения на границах полосы отчуждения действующих ВЛ 230 – 500 кВ. Указанные ВЛ выполнены с использованием стальных опор решетчатой конструкции и стальалюминиевыми проводами. К характерным ВЛ были отнесены:

ВЛ 230 кВ с сечением фазы  $2 \times 636 \text{ mm}^2$ , расстояние в пролете до земли составляет 7,5 м;

ВЛ 230 кВ с сечением фазы  $636 \text{ mm}^2$ , расстояние до земли – 7,5 м;

ВЛ 500 кВ с сечением фазы  $4 \times 398 \text{ mm}^2$  с проводом типа “Кондор” и минимальным расстоянием до земли в пролете 11 м.

На основании полученных значений отмеченных параметров на границе полосы отчуждения действующих ВЛ 230 – 500 кВ для новых конструкций двухцепной ВЛ 500 кВ было рекомендовано использование промежуточных опор типа *b* и *c*.

Коммутационные перенапряжения и влияние прямых ударов молнии на работу ВЛ в условиях ограниченной ширины полосы отчуждения были подробно изучены с помощью специально разработанной компьютерной программы. Было выявлено, что самые тяжелые коммутационные перенапряжения возникали при осуществлении цикла АПВ. Несколько иным, чем на опорах традиционного исполнения, оказалось распределение напряжения вдоль гирлянд изоляторов. На основании расчетов минимальное расстояние от токоведущей части до опоры получено равным 3,25 м, ми-

нимальная высота подвески провода на опоре 16 м. Вместе с тем, было отмечено, что в условиях прохождения ВЛ 500 кВ по районам промышленной и жилой застройки и строительства в последующие периоды новых автодорог на отдельных участках необходимо увеличить минимальное расстояние провод – земля в пролете с 11 м до 16 м. С учетом этого высота крепления нижнего провода на опоре составила 27,3 м.

При проектировании были подробно изучены метеоусловия в районе прохождения ВЛ, базирующиеся на материалах наблюдений шести станций слежения за погодой. Для компактной ВЛ определяющими явились ветровые условия. Изучение условий по скорости ветра было выполнено по материалам наблюдений за последние 40 лет и после соответствующей обработки с использованием компьютера позволило принять расчетную скорость ветра 28,5 м/с на высоте 10 м. На основании полученных данных по скорости ветра был выполнен комплекс расчетов по определению величины вибрации проводов и даны рекомендации по конструкции воздушных распорок.

Оптимальный пролет проектируемой ВЛ 500 кВ составил 430 м.

Далее приведены основные технические показатели рассматриваемой компактной двухцепной ВЛ 500 кВ:

расстояние опора – токоведущая часть 3,25 м;

расстояние провод – земля 16 м;  
междуфазное расстояние 9,5 м;  
конструкция фазы: стальное алюминиевый провод  $4 \times 636 \text{ м}^2$ , воздушная распорка длиной 457 мм;  
изоляция фазы: V-образная натяжная конструкция из двух гирлянд  $2 \times 27$  изоляторов.

При расстоянии токоведущая часть – земля 16 м напряженность электрического поля составила 3,6 – 1,7 кВ/м (последнее значение соответствует границе полосы отчуждения); напряженность магнитного поля на уровне 1 м от отметки земли составляет 26 – 11 мТ (граница полосы отчуждения); акустический шум на границе полосы отчуждения составил 43 дБ А.

При числе грозовых дней в рассматриваемом районе 100 в год и принятом сопротивлении контура заземления опоры 7 Ом вероятность прорыва молнии на токоведущую часть не превысит 1 раза в год на 100 км компактной ВЛ.

Температура провода при расчетной нагрузке не превысит 75°С.

Опыт сооружения первой компактной электропередачи в энергокомпании Таиланда (1999 г.) позволил на основе использования новых технологий строительства обеспечить высокую пропускную способность при эффективном решении вопросов охраны окружающей среды.

## Наша цель – Ваш УСПЕХ



**Издательство ИнформЮнион**

119331, г.Москва, Пр. Вернадского, д.29  
тел.: (095) 131-00-89, 131-04-08

«Оптовая торговля. Оптовые поставщики» – полногодовой справочник для руководителей предприятий и фирм, служб маркетинга и сбыта. Он содержит подробную информацию о 20000 предприятиях и фирмах (производственных и торговых), осуществляющих поставки различных товаров.

«Поставщики машин и оборудования» – краткий в России справочник «Бизнес-справочник». Он содержит практическую информацию об оборудовании, плазме, машинах и приспособлениях для всех отраслей промышленности. В нем содержатся подробная информация о 17 000 адресах предприятий и фирм (производственных и торговых), которые занимаются поставками разных видов оборудования.

[www.i-union.ru](http://www.i-union.ru)

в рамках десятилетнего юбилея Международной и Российской Академий Электротехнических Наук



**ВВЦ павильон №20    30 октября - 2 ноября 2002 г.**

#### **ТЕМАТИКА:**

- Электрические машины и аппараты, трансформаторы, источники тока, кабельные изделия, силовые полупроводниковые приборы, электротермические установки, силовые конденсаторы, электроинструмент
- Электроэнергетика и энергосбережение: производство, передача и распределение электроэнергии, энергетическое машиностроение, энергосберегающие технологии и оборудование
- Электроника, системы автоматизации, средства связи и телекоммуникации
- **Специализированный салон MERA** — средства измерения, контроля и автоматизации, метрологическое обеспечение в электроэнергетике
- Светотехника: источники света, осветительные приборы, световое оборудование, лазеры
- Бытовые электротехнические изделия, аудио и видеоаппаратура
- Специальное технологическое оборудование для производства электротехнических изделий, электронных компонентов и модулей
- Оборудование для обработки материалов
- Электротехнические материалы (диэлектрики, проводниковые, полупроводниковые, магнитные, в т.ч. аморфные, композитные и другие)
- Электротехнические установки экологического назначения
- Научно-техническая литература

#### **В ПРОГРАММЕ ВЫСТАВКИ:**

Симпозиум «Электротехника и электроэнергетика в XXI веке: итоги и перспективы»

#### **ОРГАНИЗАТОРЫ:**

ООО «Майер Джей Экспо»

Торгово-промышленная палата РФ

совместно с Международным научно-техническим обществом  
приборостроителей и метрологов (МНТО ПМ)

#### **ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:**

Министерство Промышленности, Науки и Технологий РФ,

Министерство Экономического Развития и Торговли РФ,

Международная Академия Электротехнических Наук,

Международный Выставочный Комитет по Электротехнике,

Международная Энергетическая Академия,

Российская Академия Электротехнических Наук,

ОАО «СтандартЭлектро».

Оргкомитет: 115093 Москва, ул.Люсиновская 36, тел./факс: (095) 363-50-32, 363-50-33  
e-mail: [electro@mayer.ru](mailto:electro@mayer.ru), internet: [www.mayer.ru/electro](http://www.mayer.ru/electro)

**MAYER J.**



РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”  
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)

**ПРЕДЛАГАЕТ**

сборник докладов

**«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ ТВЕРДОГО  
ТОПЛИВА: ИХ ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И  
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В БУДУЩЕМ»**

(Всероссийский научно-технический семинар  
23 – 24 января 2001 г.)

В СБОРНИКЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ДОКЛАДЫ, освещающие достижения, разработки и освоение новых технологий использования твердого топлива для производства электроэнергии.

ДОКЛАДЫ СОДЕРЖАТ:

- результаты исследования процессов подготовки и сжигания углей различных месторождений, сочетающих экономическую эффективность с высокими экологическими характеристиками топочного процесса;
- информацию о новых методах сжигания и конструкциях топочных устройств.

СБОРНИК МОЖЕТ БЫТЬ ПОЛЕЗЕН:

- работникам тепловых электростанций и энергосистем;
- специалистам научно-исследовательских, проектно-конструкторских и наладочных организаций, работающим в сфере создания и эксплуатации котельно-топочного оборудования.

---

*ВЫ МОЖЕТЕ НАМ ПОЗВОНИТЬ: (095) 275-74-41*

*ИЛИ ОТПРАВИТЬ ФАКС: (095) 279-59-34*

*НАШ АДРЕС: 115280, МОСКВА, АВТОЗАВОДСКАЯ УЛ., Д. 14/23*

---

Сборник докладов семинара  
МЫ ПРЕДОСТАВИМ ВАМ  
по договорной цене.

## УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Редакция журнала «Электрические станции» приступила к выпуску годовых сборников журнала на CD!

На экране Вашего компьютера Вы увидите электронную версию журнала, в точности соответствующего своему печатному оригиналу. Удобная система закладок, тематический указатель и рубрикатор позволят Вам быстро находить нужную информацию.

Заплатив 1650 руб. (в том числе НДС), вы уже сейчас можете приобрести CD **«Электрические станции. 2001»**.

Для заказа CD годового сборника журнала «Электрические станции» за 2001 г. необходимо прислать в редакцию (по почте, факсу или E-mail) гарантийное письмо-заявку с указанием платежных реквизитов и точного почтового адреса. Вам будет выставлен счет, после оплаты которого мы вышлем в Ваш адрес CD.

**Адрес редакции:**

115280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

**Тел/факс:**

(095) 234-74-17

**E-mail:**

tis@mail.magelan.ru

**ТРЕБОВАНИЯ К ОПЕРАЦИОННОЙ СИСТЕМЕ**

IBM-совместимый компьютер  
на базе процессора Pentium.  
Microsoft Windows 95 и выше.  
16 МБ RAM (рекомендуется 32 МБ)  
20 Мб свободного места на жестком диске

Электрические  
станции 2001

© Энергопресс 2001

**СИБПОЛИТЕХ**  
**СИБИРЬ: ЭКСПОРТ-ИМПОРТ**  
**Международная промышленная выставка**

**СибЭнергия. Энерго- и ресурсосбережение. СибМаш**  
Девятая международная специализированная выставка в области энергетики и энергетического машиностроения

**Наука Сибири**  
Специализированная выставка в области научных исследований и новых технологий

**ЭлектроСиб**  
Десятая международная специализированная выставка в области электротехники

**ЭкоСиб**  
Одннадцатая специализированная выставка в области охраны окружающей среды

**Газификация Сибири**  
Пятая выставка в области газификации промышленных и бытовых потребителей

**НОВОСИБИРСК, Россия**

**Сибирская ярмарка**  
SIBERIAN FAIR

Устроитель: СИБИРСКАЯ ЯРМАРКА  
630049 Новосибирск, Россия, Красный проспект, 220/10

т: (3832) 255151, 106290; т/ф: (3832) 259845  
ponkrat@sibfair.nsk.su    www.sibfair.com

### РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), ВОЛКОВ Э.П., ДЕНИСОВ В.И., ЗОТОВ В.М., КОРНИЕНКО А.Г.,  
КОЩЕЕВ Л.А., ЛОШАК С.Б., ЛЯШЕНКО В.С., НЕКЛЕПАЕВ Б.Н., НЕЧАЕВ В.В., ОБРАЗЦОВ С.В.,  
ОРФЕЕВ В.М., ОХОТИН В.Н., ПРУШИНСКИЙ Б.Я., РЕМЕЗОВ А.Н., РЕШЕТОВ В.И.,  
САВВАИТОВ Д.С., СЕДЛОВ А.С., СОЛОВЬЕВА Т.И., ФЕДОСЕЕВ Б.С., ШИРОКОВА М.И.

### РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора Соловьев Т.И.  
Ответственный секретарь Широкова М.И.  
Научный редактор Шишорина Г.Д.  
Литературный редактор Евсеева В.Н.  
Секретарь редакции Васина С.А.  
Компьютерный набор Коновалова О.Ф.

Раздел "Энергохозяйство за рубежом"  
Научные редакторы: Алексеев Б.А., Котлер В.Р.

### АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Телефоны: редакции (095) 234-7417, 234-7419  
275-0023, доб. 21-66  
главного редактора (095) 275-3483  
Факс (095) 234-7417

Internet: <http://www.energy-journals.ru>  
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 1.07.2002. Подписано в печать 1.08.2002. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 10,25. Тираж 1800. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",  
127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210  
Internet: <http://www.folium.ru>, E-mail: folium@online.ru  
Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"