



ЭНЕРГЕТИК · 7 2001

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-МАССОВЫЙ ЖУРНАЛ

НПО "МИР"
10 лет
 в мире энергетики



Разработка • Проектирование • Производство • Пусконаладка • Сервис

НПО "Мир", 644099, Омск, ул. Герцена, 51/53, тел./факс (3812) 24-54-61, 23-19-52,

e-mail: mir@omskelecom.ru, <http://www.omskelecom.ru/mir>

Представительство в Москве: Ассоциация "Мособлэлектро" (095) 271-18-10

Представительство в ХМАО: "Инженерный центр", ОАО "Горэлектросеть" г. Нижневартовск (3466) 63-34-04



Редакционная коллегия:

А. Ф. ДЬЯКОВ
(главный редактор)

В. Е. АЗЕРНИКОВ
Б. А. АФАНАСЬЕВ
И. И. БАТЮК
Г. А. БЕЗЧАСТНОВ
В. Д. БЕЛОВ
А. П. БЕРСЕНЕВ
Е. И. БОРИСОВ
И. С. ВАРТАЗАРОВ
Ю. В. ВИХРЕВ
Н. Ф. ГОРЕВ
В. И. ГУЩА
В. Е. ДЕНИСОВ
В. А. ДЖАНГИРОВ
Л. М. ЕРЕМИН
Г. И. ЕФИМОЧКИН
Ю. И. ЖУКОВ
В. Х. ИШКИН
В. П. КУЗИЧЕВ
А. П. КУЗНЕЦОВА
(ответственный секретарь)

В. М. ЛИПОВСКИХ
И. А. НОВОЖИЛОВ
В. И. НОГИН
В. К. ПАУЛИ
Э. М. ПЕРМИНОВ
Л. Ф. ПЛЕТНЕВ
А. И. РАЕВ
В. И. РЕШЕТОВ
В. А. РОДИОНОВ
(зам. главного редактора)

С. Л. СЛЯДНЕВ
В. А. СЕМЕНОВ
(зам. главного редактора)

Ю. В. ТРОФИМОВ
В. И. ТРЕМБОВЛЯ
(зам. главного редактора)

В. И. ЭДЕЛЬМАН
О. Е. ЯКОВЛЕВ

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23
Телефоны: 275-19-06, 275-00-23 доб. 22-47;
факс: 234-74-21
INTERNET: <http://www.energy-journals.ru>
E-MAIL: pni@mail.magelan.ru

Редакторы отделов:

Л. А. Кочетова, Е. В. Ромашко
Худож.-техн. редактор Т. Ю. Андреева
Корректор З. Б. Драновская

Сдано в набор 18.05.2001

Подписано в печать 23.06.2001

Формат 60×84 $\frac{1}{8}$. Печать офсетная.

Печ. л. 6,0. Тираж 4320 экз. Заказ EN/07-2001

Оригинал-макет выполнен издательством "Фолиум",
127238, Москва, Дмитровское ш., 58
Отпечатано типографией издательства "Фолиум",
127238, Москва, Дмитровское ш., 58

Содержание

ЭНЕРГЕТИКА И РЫНОК. Гурин Д. В., Крайнов В. К., Шамко В. Н. Опыт работы с оптовыми покупателями-перепродавцами энергии в ОАО "Курскэнерго"	2
В порядке обсуждения. Санеев Б. Г., Соколов А. Д., Музычук С. Ю., Вызинский В. К., Огнев А. Ю. Оценка эффективности интеграционных процессов в энергетике (на примере создания энергоугольных компаний)	4
Говсевич Е. Р., Кузнецов В. А., Мельников А. П., Эдельман В. И., Якубсон Г. Г. Анализ эффективности работы вертикально интегрированной энергоугольной компании ЗАО "ЛутЭК"	6
Учет и экономика. Козлов В. А. Оценка эффективности капитальных вложений в электросетевые объекты	9
Страница юриста. Кущенко В. В. Федеральная система нормативных правовых актов: иерархия юридической силы и пределы действия актов	10
Об определении термина "коммунально-бытовая организация"	11
К 80-летию ВСЕРОССИЙСКОГО ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА. Иванова А. А., Мячина Т. Н., Аничков С. Н. Результаты работ ВТИ по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с дымовыми газами ТЭС	12
Антонова Э. Н., Малахов С. В., Ольховский Г. Г., Полионный О. Д., Спириденко В. В., Хомиченко В. Н. Тепловые испытания газотурбинной установки ГТЭ-45 на Якутской ГРЭС	14
Алексеева Т. В., Федосеев Б. С. Совершенствование техники ионного обмена на основе протivotочной технологии	17
Кострикина Е. Ю., Модестова Т. Д., Шевченко И. Н., Камалетдинов М. Г. Новый ингибитор атмосферной коррозии для консервации котлов	20
Анохов А. Е. Совершенствование технологии ремонтной сварки корпусных деталей паровых турбин	21
Лантух В. М. Особенности и области применения ультразвуковой дефектоскопии металла энергооборудования	23
Из воспоминаний профессора, доктора техн. наук Р. А. Липштейна	25
Новые разработки ВТИ	26
ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ. Еремин Л. М. Очерки об электроэнергетике Японии	27

В ПОМОЩЬ ПРОИЗВОДСТВЕННИКУ

Долин А. П., Крайнов В. К., Сماعيلов В. В., Шамко В. Н. Повреждаемость, оценка состояния и ремонт силовых трансформаторов	30
Юков Э. М. О повышении надежности работы щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов	34

ОБМЕН ОПЫТОМ

Ковальчук Е. С. Усовершенствование реле импульсной сигнализации	36
Чупин Л. В., Красильников С. В. Новые возможности многофункциональной компьютерной системы для тепловых сетей	36

ХРОНИКА

Монахова И. Р. Международная выставка "POWERTEK-ЭНЕРГОПРОГРЕСС"	38
ОРГРЭС — это гарантия!	39

РЕКЛАМА В ЖУРНАЛЕ

Трифонов Ю. И. Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 220 кВ четвертого поколения для энергообъектов XXI века	40
Козлов В. Р., Насонов А. М. Диагностика силовых и телекоммуникационных кабелей с помощью оборудования компании Vicotest	43
Могилко Р. Н. Телемеханические маршрутизаторы на базе открытых решений	44
Кузьменко В. В. Автоматизируем процесс поверки счетчиков — снижаем затраты	45

Повреждаемость, оценка состояния и ремонт силовых трансформаторов

ДОЛИН А. П., канд. техн. наук, КРАЙНОВ В. К., инж., СМЕКАЛОВ В. В., канд. техн. наук, ШАМКО В. Н., инж., НПО "Техносервис-Электро" — Центрэнерго — РАО "ЕЭС России"

В Центрэнерго эксплуатируются более 240 тыс. силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше, из них более 5 тыс. установлено на федеральных электростанциях. За последние годы значительно возросло число повреждений силовых трансформаторов с 5 (1997 г.) до 21 (2000 г.). Процентное отношение повреждений трансформаторов хотя и невелико, однако стоимость силового трансформатора мощностью от 125 до 400 МВ А напряжением 110–500 кВ составляет от 0,5 до 1,5 млн долл. США, а с демонтажем поврежденного оборудования, перевозкой, восстановительными и монтажными работами — достигает 2,5. Далее приводится процент от общего числа нарушений, произошедших в 1999–2000 гг. в результате следующих повреждений: 38 — изоляции; 15,7 — вводов; 9,5 и 14,2 — по вине персонала эксплуатационного и ремонтного соответственно; 19 — устройств РТН; 4,7 — по вине завода-изготовителя. Необходимо отметить, что в Центрэнерго количество трансформаторов с длительным сроком службы (более 25 лет) превышает 40%. В эксплуатации находятся также трансформаторы, отработавшие 40, 50 и более лет.

Экономическая ситуация, а также большое количество оборудования с длительным сроком службы не позволяют в ближайшие годы провести его замену. Поэтому для поддержания требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов очень важно обеспечить их диагностический контроль и при необходимости проведение качественных ремонтов с использованием новых современных технологий. Контролировать работу трансформаторов должны в основном эксплуатационный персонал. Выполнение измерений и анализов, регламентированных документом "Объем и нормы испытаний электрооборудования (ОИЭ)" (РД 34.45-51.300.97, шестое издание), а также другими нормативными документами, позволяет своевременно выявить значительную часть развивающихся дефектов и принять меры по предотвращению повреждений.

Вместе с тем далеко не все предприятия имеют необходимый парк измерительной (часто дорогостоящей) аппаратуры и приборов, а также квалифицированных специалистов для работы с ними. Кроме того, не всегда отдельно взятые параметры позволяют надежно определить глубину и опасность развивающегося дефекта, который иногда носит "скрытый" характер и зачастую трудно прогнозируется. Поэтому при оценке состояния трансформаторов (прежде всего

с длительным сроком службы, а также вызывающих "беспокойство" в связи с отрицательной динамикой изменения диагностических параметров) целесообразно проводить комплексные диагностические обследования, привлекая для этого специализированные организации.

Большой опыт подобной работы накоплен Научно-производственным объединением (НПО) "Техносервис-Электро". Обследовано более 200 трансформаторов напряжением 110–500 кВ, мощностью 6,3–1000 МВ А с продолжительностью работы от 15 до 55 лет, в том числе 70% трансформаторов — 25 лет и более. Практически все трансформаторы были изготовлены в России и на Украине, а пять из них — в Швеции и Бельгии. Обследования проводились на электрических станциях и подстанциях в различных регионах России, а также в Белоруссии и Югославии.

Методика комплексного диагностического обследования

Комплексное обследование трансформатора включает в себя: анализ характерных дефектов данного типа трансформатора, анализ технической документации и результатов текущих эксплуатационных испытаний, измерения на работающем и отключенном трансформаторе, физико-химические анализы масла. Все измерения и анализы при диагностике трансформаторов условно можно разделить на пять групп.

Первая группа — традиционные измерения на отключенном трансформаторе тан-

гена угла диэлектрических потерь: $\lg \delta \sin$ сопротивления изоляции обмоток и вводов, сопротивления обмоток постоянному току, потерь холостого хода и сопротивления (напряжения) КЗ. Все эти измерения, как правило, регулярно выполняются эксплуатационным персоналом. **Вторая группа** — измерения на трансформаторах при рабочем напряжении в режимах наибольших нагрузок и холостого хода. Здесь можно выделить следующие работы:

измерения частичных (ЧР) и других электрических разрядов (рис. 1);

акустическое обследование бака трансформатора с целью определения источников электрических разрядов. Для этого используются система записи акустических сигналов с помощью пьезодатчиков, осциллографа и компьютера, а также локация акустических сигналов посредством преобразователя Ultraprob-2000, позволяющая оперативно определять звуковую частоту источников механического характера, частичных, искровых или дуговых разрядов;

вибрационное обследование трансформатора (основанное на анализе спектра колебаний поверхности бака) для определения уровня прессовки обмоток и магнитопровода, общей прочности конструкции, а также обследование маслосососов системы охлаждения для оценки состояния их подшипников и других узлов;

термографическое обследование бака трансформатора, выводов расширителя теплообменников (радиаторов), термосиловых фильтров, электрических двигателей и маслосососов системы охлаждения, контактных соединений.

Третья группа — физико-химические анализы масла из бака, маслоснаполненных вводов, устройств РТН, в том числе большая группа традиционных широко применяемых в эксплуатации измерений пробного напряжения, кислотного числа и т.д. Кроме того, проводится хроматографический анализ одиннадцати характерных газов. Методом высокоэффективной жидкостной хроматографии определяются фурановые производные и оценивается степень деструкции твердой изоляции трансформатора. Инфракрасная спектроскопия позволяет определять содержание антиокислительной присадки, выявлять различные шламы и осадки, растворенные в масле трансформатора. С помощью автоматических счетчиков чистоты и лабораторной мембранной фильтрации возможен анализ фракционного состава механических примесей в масле. Измерения диэлектрических потерь масла и их изменений от температуры дают информацию о наличии полярных продуктов в масле.

Четвертая группа объединяет измерения систем непрерывного контроля (мониторинга) изоляции вводов и ежедневные измерения основных показателей работы трансформатора, которые осуществляются эксплуатационным персоналом. **Пятая группа** — анализы, проводимые для трансформаторов с запланированным капитальным ремонтом по результатам первых четырех групп измерений. К этой группе относятся: определение степени полимеризации бумажной изоляции, прямые измерения ее влагосодержания, прочности и др.

При анализе полученной диагностической информации приходится учитывать следующие: вероятность развития нескольких дефектов (особенно в трансформаторах с длительным сроком службы), проявление которых по некоторым диагностическим показателям может быть практически одинаковым;

Технические характеристики и результаты измерений трансформаторов	Тип трансформатора	
	АТДЦТУ-120000/220/110	ТДЦ-200000/220 У1
Основные параметры трансформатора		
Номинальная мощность, МВ · А · с	120	200
Номинальное напряжение, кВ	220/110/10	220/115,75
Продолжительность эксплуатации, лет	29	15
Изоляционные характеристики обмоток		
R ₀₂ , МОм	92 — 110*	2900 — 4200
tg δ, %	1,1 — 1,2*	0,16 — 0,28
Физико-химические параметры масла из бака		
Концентрация растворенных газов, характеристизирующая развитие дефекта, ppm	640 (CO), 113 (C ₂ H ₂)*	131 (CH ₄), 270 (CO), 5590 (CO ₂)*
tg δ масла при 90 °С, %	13,5	0,6
Содержание водородсодержащих кислот, мг KOH	0,52, 0,23* (до регенерации и после соответственно)	—
Кислотное число, мг/г	0,23*	0,024
Содержание антиокислительной присадки, %	Следы*	0,14
Влагосодержание, г/л	15,2	7,1
Класс промышленной чистоты	8	8
Фурановые соединения, мкг/кг	SHMF 2,75 2FAL 1,3 2ACF 1,45 5MEF 13,43 Σ 28,9*	Следы Отсутствует То же —

Измерения при нагрузке и на холостом ходу

Измерение частичных разрядов	В фазе С источник электрических (возможны частичные) разрядов	Устойчивые электрические разряды 8 · 10 ⁻⁸ Кл в фазах В и С
Акустическое обследование	В области фазы А источник акустического сигнала неэлектрической природы, в зоне фазы С на дне бака вероятно электрический источник	Несколько зон акустической активности на холостом ходу и при нагрузке, в том числе в нижней части бака (зона фазы А) и в верхней (зона фаз В и С)
Тепловизионное обследование	Заметных аномальных температур не обнаружено	Зона аномального нагрева нижней и средней части торца бака со стороны фазы А

* Параметры, превышающие нормируемые значения и характеризующие развитие дефектов

вероятность приборной или методической ошибки измерений; наличие "скрытых" дефектов, которые не выявляются в процессе прямых измерений или обнаружение которых возможно только в определенных режимах (например, при КЗ); самоликвидируемые дефекты, которые могут быть зафиксированы, например во время физико-химического анализа масла.

Широкий спектр диагностических методов позволяет преодолеть указанные трудности и получить достаточно объективную информацию о состоянии всех узлов трансформатора. Эффективность результатов обследования подтверждается обнаруженными (при ремонте 16 трансформаторов) дефектами, а

также продолжительной успешной работой обследованных и оставленных в эксплуатации трансформаторов.

В качестве примера в табл. 1 приводятся основные параметры двух обследованных и отремонтированных трансформаторов, а также данные измерений. В результате анализа технических характеристик трансформатора АТДЦТУ-120000/220/110 установлены подтвержденные при ремонте следующие дефекты: старение и деструкция твердой изоляции (степень полимеризации образцов бумаги из наиболее нагретой зоны составила 540 единиц); зашламливание изоляции продуктами старения масла; глубокое термоокислительное старение масла, требу-

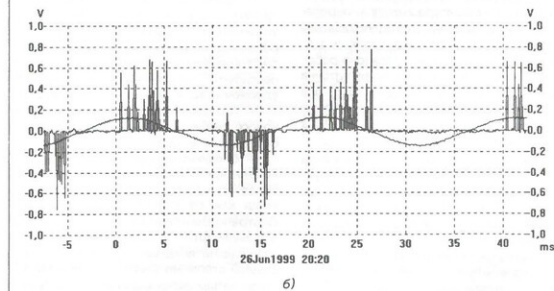
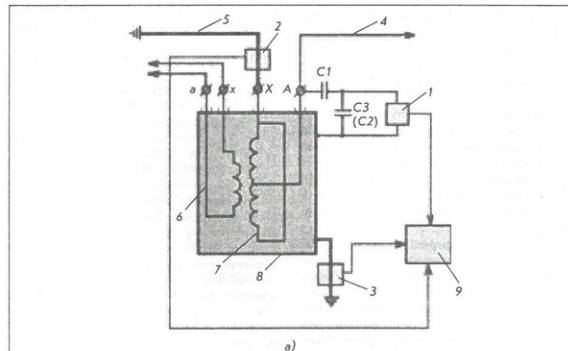


Рис. 1. Структурная схема измерения ЧР и других электрических разрядов (а), а также пример результатов измерения ЧР (б)

1, 2, 3 — датчики ввода, нейтрали, шинки заземления соответственно; 4 — шина ВН; 5 — шина заземления нейтрали; 6 — обмотка ВН; 7 — обмотка ВН; 8 — объект контроля (трансформатор); 9 — измерительное устройство; C1 — емкость основной изоляции; C2 (C3) — емкость последних слоев изоляции (конденсатора ПИН); А — линейный вывод обмотки ВН; Х — вывод нейтрали; а и х — выводы обмотки НН

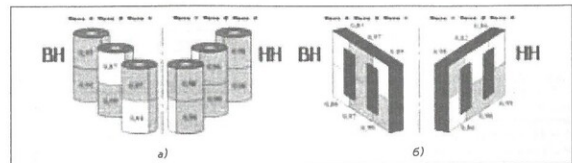


Рис. 2. Относительный уровень прессовки обмоток (а) и магнитопровода (б) трансформатора ТДЦ-200000/220

юче его замены; повреждение источника электрических разрядов в фазе С (обнаружены тонкий заусенец в нижнем ярме магнитопровода и следы разрядов в этом месте на дне бака), а также источник акустической активности неэлектрической природы в зоне фазы А (цилиндрический вала 220 кВ фазы А имел продольную механическую трещину и сколы).

Опыт обследований показывает, что отдельные взятые диагностические параметры могут не выходить за границы предельно допустимых значений, поэтому не позволяют проводить отбраковку оборудования и рекомендовать проведение ремонта. Однако анализ совокупности диагностических факторов дает объективную картину состояния оборудования и позволяет своевременно выявлять развивающиеся дефекты. Например, в трансформаторе ТДЛ-200000/220 было обнаружено нормальное состояние бумажной и масляной изоляции, относительно низкий уровень прессывки обмотки фаз В и С, снижение прессывки магнитопровода в стержне фазы А и в верхнем ярме магнитопровода между фазами А и В, дефект электрического характера в нижней части бака со стороны торца фазы С, вызвавших токи короткозамкнутого контура от потоков рассеяния.

Снижение прессывки обмотки и магнитопровода прогнозировалось на основании результатов вибрационного обследования, представленных на диаграмме (рис. 2), где цифры — это относительные значения прессывки при наибольшем значении, равном 1. Чем меньше относительное значение, тем ниже уровень прессывки. Состояние прессывки обмоток и магнитопровода считается неудовлетворительным при коэффициентах, близких к 0,7.

Вскрытие трансформатора полностью подтвердило результаты диагностического обследования. Загрязненная активная часть оказалась весьма незначительной. В нижней части бака обнаружены три невинивенных транспортных болта, в месте касания которых с пластинами магнитопровода имеется сильное облуживание. Фарфоровые покрытия вводов, расположенные над транспортными болтами, были покрыты значительным углеродным налетом.

В ряде случаев удается точно установить причину и место дефекта. Например, трансформатор ТДЛ-360000/220 несколько лет находился в резерве. Через год после начала эксплуатации в масле из бака трансформатора обнаружены повышенные концентрации газов H_2 , CH_4 , CO , C_2H_2 , C_2H_4 и C_2H_6 . Скорость нарастания концентрации газов за последние полгода до обследования была высокой. Далее приведены концентрации А и скорость ее нарастания У в растворенных газах в масле трансформатора ТДЛ-360000/220:

	A, ppm	У, ppm/мес
H_2	144	16,2
O_2	22016	—
N_2	86356	—
CH_4	395	13,5
CO	995	115
CO_2	6670	933
C_2H_4	809	31
C_2H_6	168	8,2
C_2H_2	13	1,6

Измерения позволили определить источник искровых или дуговых разрядов в магнитной системе. При акустическом обследовании выявлены четыре источника с частотой 35–45 кГц в верхнем и нижнем ярмах магнитопровода, при тепловизионном — зоны повышенного нагрева вблизи двух источников на поверхности бака. Во время вскрытия активной части трансформатора в зонах

акустической активности обнаружена "поверхностная" изоляции четырех стержней шпильки магнитопровода.

На основании комплексных диагностических обследований трансформаторов даются рекомендации по дальнейшей их эксплуатации, периодичности и методам диагностического контроля развивающихся дефектов, а в случае необходимости — по объему и программе проведения капитальных ремонтов.

Ремонт трансформаторов

Другой важный аспект повышения эксплуатационной надежности трансформаторов — своевременное проведение капитального ремонта. Следует отметить, что необоснованное решение о его проведении, объеме и технологии в лучшем случае приводит к неоправданным затратам, в худшем — к снижению надежности, ресурса и (как уже указывалось) отказам в работе, а в итоге — к значительным материальным потерям.

Капитальный ремонт трансформаторов в условиях эксплуатационных предприятий должен включать в себя типовые ремонтные работы, указанные в нормативном документе "Типовая технологическая инструкция, трансформаторы напряжением 110–150 кВ, мощностью 80 МВ·А и более. Капитальный ремонт" (РДИ 34-38-058-91); реконструкцию отдельных узлов трансформатора; сушки и регенерацию масла; обмыл активной части трансформатора маслом, содержащим специальные присадки при неполном и глубоком вакууме. Последняя операция предназначена для сушки изоляции и смыва шлама. После такого ремонта значительно улучшаются изоляционные характеристики обмоток. Кроме того, новая технология в ряде случаев позволяет повысить механическую прочность бумажной изоляции в результате структурных изменений целлюлозы.

Отказ от обмыла и сушки бумажной изоляции при глубоком ее зашламлении и увлажнении (или деструкции), а также низкой механической прочности может привести к негативным последствиям и даже тяжелым авариям. Сочетание новых научно-технических решений с высокой культурой производства работ, которое реализовано совместной "командой" специалистов НПО "Техносервис-Электрон" и монтажников ОАО "Электроцентральный", позволило получить весьма эффективные результаты при ремонте трансформаторов 110–330 кВ мощностью 40–500–2500 кВ·А со сроком службы от 30 до 45 лет.

Ремонт трансформатора включает в себя следующие основные этапы.

1. Предварительное комплексное диагностическое обследование трансформатора. На его основании разрабатываются технические обоснованные мероприятия и технология

проведения ремонта: замена оборудования (например, вводов высокого (ВН) и низкого (НН) напряжений, запорной арматуры и прочее); реконструкция отдельных узлов; сушка, регенерация или замена трансформаторного масла; в случае необходимости сушка и восстановление изоляционных характеристик обмоток; оценка объема необходимой поставки комплектующих и расходных материалов (кранов, защитной обложки, предохранительных и отсечных клапанов, силикагеля, "исонга" и т.п.); составление плана производства работ и др.

2. Развертывание мобильной физико-химической лаборатории и при необходимости — электротехнической лаборатории на предприятии накануне ремонта. В этом случае используются все имеющиеся приборы и оборудование эксплуатационного предприятия. На ремонтной площадке устанавливается технологическое оборудование для выполнения работ (электроблоки, блоки, гидравлические и ременные домкраты, толкатели, стропы и прочее), сушки и регенерации масла (целюлитовая установка ОН-80 или ОП-3/6, дегазационная установка УВМ-2, УВМ-3 или УВМ-4М/10), маслоподогреватели НТМЛ-160 или НК-160/36, фильтры ФОСН-60, ФТО-10 и прочее), для сушки и подготовки сорбентов (установка ОВ-200 "Сухолейт"), проведения обмыла активной части трансформатора.

3. Проведение такелажных работ, вскрытие трансформатора и ремонт по упомянутой типовой инструкции (в том числе, прессывка обмоток и магнитопровода; ревизия систем охлаждения, а также регулирование напряжения, адсорбирование и термосионирование фильтров; устранение течи, замена поврежденной изоляции отводов и магнитной системы; обновление резинových уплотнений и т.п.).

4. Реконструкция отдельных узлов трансформатора. Опыт комплексных диагностических обследований и ремонтов трансформаторов подтверждает, что зачастую увлажнение активной части старых трансформаторов происходит через неплотности мембраны выхлопной трубы. Кроме того, были выявлены трансформаторы, в которых из-за коррозии образовались щели в верхней части выхлопной трубы.

В трансформаторах со "свободным дыханием", расположенных в зоне промышленных предприятий (прежде всего химических, а также цветной и черной металлургии), при наличии в атмосфере летучих кислот наблюдается активное старение масла в баке, а также негативные явления, и как следствие, зашламление твердой изоляции. В указанных случаях оправданы установка пленочной защиты и замена выхлопной трубы на предохранительные клапаны, что обуславливает

Таблица 2

Техническая характеристика качества масла	Смесь масел ТК и Т-1500		
	Проба масла марки ТК до ремонта	Для заливки в бак (после ремонта)	Проба из бака после заливки
Пробивное напряжение, кВ	52/≥35	72/≥60	63/≥55
Кислотное число, мг KOH/г	0,03/≤0,25	0,01/≤0,05	0,012/≤0,05
Температура вспышки, °С	142/≥125	140/≥130	142/≥130
Влагосодержание, г/т	13,3/≤30	4,8/≤20	7,6/≤25
Класс промышленной чистоты	9/≤13	8/≤11	8/≤12
tg δ (%) при 90 °С	1,21/≤15	0,1/≤5	0,1/≤6
Содержание антиокислительной присадки, %	Отсутствует/≥0,1	0,3/—	0,3/—

Примечание. В числителе приведены измеренные данные, в знаменателе — предельно допустимые.

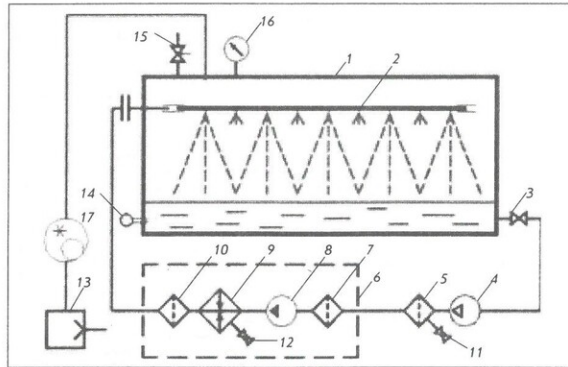


Рис. 3. Технологическая схема обмыла и сушки трансформатора:

1 — трансформатор; 2 — разбрызгиватель; 3 — боковой вентиль для слива масла из трансформатора; 4 — циркуляционный насосное ЭЦТ-100; 5 — фильтр ФОСН-60 (НТФ-20 мкм); 6 — установка НТМЛ-160; 7 — фильтр грубой очистки; 8 — насос ЭЦТ-100; 9 — электронагреватель масла; 10 — фильтр тонкой очистки; 11, 12 — краны для отбора проб масла; 13 — вакуумнасос АВЗ-90; 14 — манометрический датчик температуры; 15 — натекагель; 16 — вакуумметр; 17 — установка "Иней"

вайт реконструкцию крышки бака, а также ревизию.

При замене вводов ВН на другой тип, как правило, устанавливаются новые переходные фланцы. Однако для автогенератора АТДЛТ-250000/330/150 (при замене негерметичных вводов БМТ-150/1000) потребовалось изготовление новых креплений беличьими штифтами.

Вводы НН 6–10 кВ имеют разные диаметры фарфорового тела, размеры фланцев, чисел креплений, поэтому при обновлении старых вводов 10 кВ (например, на вводы ИПТ-10/3150) проводится расточка отверстий под них в крышке бака, а также изготавливаются и устанавливаются специальные крепления с учетом места расположения немагнитного шва на крышке бака. Следует отметить, что завод — изготовитель трансформатора не смог предложить свой способ замены старых вводов на новые. Для снижения протечек оказывается оправданным замена болтовых соединений на шпильчные.

5. Подготовка масел и сорбентов — одно из важнейших мероприятий при ремонте, а дальнейшей надежной эксплуатации оборудования. Эта работа занимает много времени. Обрабатываются не только эксплуатировавшиеся масла, но и смеси из масел: исонга. Как правило, это сушка, часто чистка, дегазация (прежде всего для трансформаторов с пленочной защитой), а в ряде случаев регенерация на силикагеле при строгом соблюдении требований ОНЭЗ.

Если масло проработало длительный срок, его регенерация может оказаться экономически неоправданной или технически затруднительной. Вместе с тем, как показывает опыт, масло марки ТК из высококачественной бумажной нефти (например, доссерской нефти) даже при продолжительной эксплуатации более 40–50 лет сохраняет свои высокие диэлектрические свойства. После обработки, в том числе регенерации на силикагеле, диэлектрические параметры масла не уступают лучшим показателям новых масел. В табл. 2 приводятся физико-химические параметры масла ТК и смеси масел ТК и Т-1500 на основании трех проб масла: из

двух лет после ремонта tg δ этого масла при 90 °С составляет менее 0,2 %.

При ремонте обязательно контролируется влагосодержание силикагеля, подготовленного для термосионирования и воздушноосушительных фильтров. Обычно его приходится подсушивать. К сожалению подготовленный к работе эксплуатационными предприятиями силикагель зачастую не отвечает по влагосодержанию требованиям "Типовой технологической инструкции..."

6. Обмыл и сушка изоляции — важнейшая составляющая ремонта трансформаторов со значительным сроком службы, имеющих увлажнение и зашламление изоляции. Здесь используются как традиционные, так и новые решения.

Принципиальная технологическая схема обмыла и сушки изоляции при неполном и глубоком вакууме, приведенная на рис. 3, состоит из двух контуров: промывки активной части и вакуумирования. Контур промывки работает по замкнутому циклу и включает в себя разбрызгиватели 2, установленные в активной части трансформатора; насоснагреватель 6 (например, НТМЛ-160 или аналогичного типа), который осуществляет нагрев и финишную очистку масла; циркуляционный насос 4 типа ЭЦТ-100; фильтры 5 (например, ФОСН-60), а также вентили и соединительные трубки. Вакуумирование осуществляется форвакуумным насосом 13 (например, АВЗ-90). В контур вакуумирования может быть включена установка "Иней".

Технология промывки и сушки известна и описана в технической литературе. По состоянию бумажной изоляции, ее влажности и зашламленности определяется продолжительность экспозиций периодического прогрева (обмыла) и вакуумирования. Уровень вакуума в трансформаторе устанавливается прежде всего на основании конструктивных особенностей бака. Температура нагрева выбирается оптимальной для получения высокого конечного результата. Однако здесь учитываются не только возможность работ-

Таблица 3

Техническая характеристика изоляции	Проведенные измерения	
	До ремонта	После ремонта
t_{max} , °С	20	27
tg δ, %	5,57(4,7)/57(4,7)	1,46(1,06)/1,2(0,88)
R_{40} , МОМ	600(1000)/600(1000)	3000(2000)/3985(2652)
Класс механической прочности	3–4	2–3
Влагосодержание, %	3,5–4,2	1,7–1,9

Примечание. В числителе указаны изоляционные характеристики для двух схем измерения: ВН-НН+К (НН-НН+К), в знаменателе — те же характеристики, приведенные к температуре 20 °С.

Таблица 4

Место отбора образца	Толщина обложки, мм	Класс механической прочности	Степень полимеризации, ед.
Барьерная изоляция между фазами В и С (наверху со стороны ВН)	2	3–4/3	273/327
Барьерная изоляция между фазами В и С (внизу со стороны ВН)	2	3/3	403/474
Барьерная изоляция между фазами А и В (наверху со стороны ВН)	2	3–4/3	240/322
Дополнительная изоляция отвода НН фазы А в верхнем буксовом креплении	0,5	4/3	208/377
Дополнительная изоляция отводов НН фаз В и С в верхнем буксовом креплении	0,5	4/3	238,5/309
Дополнительная изоляция отвода ВН фазы А в верхнем буксовом креплении	0,5	3/2–3	341/355

Примечание. В числителе приведены данные, полученные до ремонта, в знаменателе — после.

ты при глубоком вакууме, но и параметры изоляции.

На определенном этапе обмыва обычное трансформаторное масло заменяется его раствором, содержащим мощную присадку Midel 7131, которая представляет собой эмульсионную жидкость, получаемую на основе безалогенных сложных эфиров пентаэритритовой кислоты. В соответствии с международными стандартами эта жидкость совместима с окружающей средой и имеет класс опасности для воды 0 согласно требованиям ГОСТ 12.1.007-76 "СБТ". Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности" эмульсионная жидкость Midel 7131 относится к классу опасности IV (вещества слабо опасные). Эта жидкость обладает влагостойкой способностью в 200 раз больше, чем масло и значительно более высоким растворяющим свойствами.

Следует отметить, что нарушение технологического режима и процентное содержание присадки значительно снижает эффективность упрочнения и сушки бумажной изоляции. Работа проводится при постоянном контроле влагосодержания, класса промышленной чистоты, изоляционных и других характеристик промывочного масла, а также (по возможности) сопротивления изоляции обмотки R_{15} и R_{60} .

Проведенные ремонты показали значительную эффективность новой технологии обмыва. Например, в трансформаторе ТД-40500/110, проработавшем 44 года и имевшем значительное увлажнение и загрязнение твердой изоляции (в том числе обмотки и нафтенными жидкостями), удалось повысить сопротивление изоляции обмоток R_{60} в 2,5 – 7 раз, а I_{60} снизить в 1,5 – 2 раза. Более чем в 2 раза уменьшено и влагосодержание контрольных образцов твердой изоляции. Изоляционные характеристики обмоток данного трансформатора до и после ремонта приведены в табл. 3.

В ряде случаев улучшения изоляционных характеристик удается добиться даже при зашламлении активной части металлической стружкой. Например, одна из причин снижения сопротивления изоляции автотрансформатора АТДТ-25000/330/150 со сроком службы более 30 лет — разрушение подпитника одного из масляных вводов. В результате сопротивление изоляции R_{60} в основных зонах уменьшилось до 70 – 240 Мом. После смыва (струей масла) шлама с обмоток, а также обмыва и сушки сопротивление изоляции возросло в 4 – 5,5 раза. При этом изоляционные характеристики достигли или превысили заводские и монтажные параметры ($R_{60} = 500 \pm 1600$ Мом, $I_{60} = 0,19 \pm 0,29$ %).

Особо следует отметить, что разработанная и внедренная технология обмыва и сушки твердой изоляции позволяет не только значительно улучшить изоляционные характеристики, но и зачастую повысить механическую прочность твердой изоляции с длительным сроком службы. Механическая прочность изоляции согласно "Типовой технологической инструкции..." характеризуется классом прочности, а также косвенно степенью полимеризации и кристаллическостью целлюлозы.

В табл. 4 приводятся (в качестве примера) данные о механической прочности и степени полимеризации образцов изоляции трансформатора ТД-40500/110 со сроком службы более 45 лет. Исследования образцов изоляции до и после обмыва по предложенной технологии методами инфракрасной спектроскопии и рентгеноструктурного ана-

лиза доказали усиление внутренних и внешних водородных связей в макромолекулах целлюлозы и существование кристаллической решетки. В некоторых случаях произошло значительное (более 20 %) увеличение кристаллическости целлюлозы образцов твердой изоляции после ремонта.

Следует отметить, что полного обновления изоляции реализованная технология не дает. Тем не менее она примерно на 15 – 20 % повышает прочность изоляции, имеющей значительную деструкцию, и весьма эффективно улучшает изоляционные показатели. Таким образом, полученные результаты подтверждают возможность продления ресурса бумажной изоляции и, следовательно, во многих случаях срока службы трансформаторов. Кроме того, необходимо добавить, что затраты на комплексное обследование составляют менее 1 % стоимости трансформатора, а на самый сложный ремонт — не более 10 %.

Выводы

1. В последние годы возрастает число повреждений трансформаторов, особенно с длительным сроком службы.

О повышении надежности работы щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов

ЮКОЗ Э. М., инж., г. Реутов Московской области

Щеточно-контактные аппараты (ЩКА) турбогенераторов состоят до настоящего времени из старых проверенных узлов турбогенераторов. Они надежны, эксплуатация и испытания ЩКА позволяют предположить некоторые монтажные и эксплуатационные мероприятия по повышению их надежности; установка ЩКА на фундаментальную плиту или корпус подшипника, сборка бракет щеткодержателей, предварительная подготовка к монтажу комплексов электрощеток, контроль распределения тока ротора по щеткам и заделки медных поводков в "тепло" электрощетки, замена щеток на действующем агрегате.

В процессе контроля работы ЩКА турбогенераторов основное внимание уделяется их нагреву и вибрации, так как эти параметры предопределяют работоспособность ЩКА и турбогенератора.

Во время осмотра оборудования в условиях эксплуатации персонал не всегда имеет специальные приборы измерения тока, температуры, вибрации электрощеток, поэтому перегрев допустимо определять ориентировочно по цвету медных поводков и ула заделки их в "тепло" щетки. При токе нагрузки за щетку до 50 – 70 А и качественной заделке поводков цвет этих элементов не изменяется.

Испытания, проведенные фирмой ОРРЭС, показали, что электрощетки, прошедшие контроль на электростанции перед установкой на турбогенераторе, полностью соответствуют заводским нормам (ГОСТ 12232 и ТУ16) и хорошо работают в стационарных условиях (при отсутствии циклического изменения тока нагрузки и вибрации агрегата). На стенде испытывались электрощетки ЭГ2АФ и 61ЮМ, не подвергавшиеся заводской модернизации, связанной с увеличением сечения медных поводков и внедрением технологии подсоведенных этих поводков к "теплым" щеткам методом вальцовки.

2. Для повышения надежности работы целесообразно проводить комплексные диагностические обследования, которые дают объективную информацию о состоянии трансформатора.

3. Обследование более 150 трансформаторов со сроком службы свыше 25 лет показало, что их следует: немедленно выводить из работы — менее 2 %, проводить срочный капитальный ремонт активной части — при мере 23 % и незначительный ремонт, в том числе замену вводов и (или) усаженного контроля некоторых диагностических параметров — примерно 35 %.

4. Новая технология ремонта с обмывом изоляции маслом, содержащим специальные присадки, позволяет значительно улучшить изоляционные характеристики обмоток, а при деструкции бумажной изоляции в результате улучшения кристаллической структуры целлюлозы повысить и механическую прочность.

5. Высокая культура проведения ремонтных работ, строгое соблюдение нормативных документов, использование новейших технологий дают возможность снизить работоспособность трансформаторов и реально продлить их срок службы.

Эти измерения позволяют только качественно оценивать относительную проводимость элементов токоподвода. При лямке наконечника и заделке поводков в "тепло" щетки методом вальцовки можно получить следующие данные измерения (мВ): суммарное падение напряжения в наконечнике А, поводках АВ, месте заделки В, падение напряжения в вводе 1 (АС1) и 2 (АС2) (при равенстве тока в поводках эти значения равны); практически нулевое значение ток при равенстве токов в поводках между эквипотенциальными точками С1 – С2.

Точка касания зажимом "крокодил" поводка С1 или С2 должна находиться на расстоянии 50 мм от наконечника А. При появлении дефектов в местах лямки наконечника А или заделки поводков в щетку В значение токов в поводках изменится обратно пропорционально сопротивлению (качеству), а измерения покажут наличие или отсутствие тока в щетке, общее падение напряжения (мВ), наличие тока или его различное значение в поводках, разное падение напряжения в поводках (мВ), разное потенциалов равноудаленных от наконечника точек на поводках (мВ).

Объем, простота и качество измерений с помощью милливольтметра на ЩКА в эксплуатационных условиях позволяют контролировать работу ЩКА при отсутствии токоизмерительных клещей постоянного тока. Контроль и измерения, проводимые на ЩКА в эксплуатационных условиях, должны выполняться специально обученным персоналом.

Контроль распределения тока ротора по щеткам

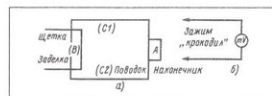
Приступая к обслуживанию ЩКА, следует знать ток ротора генератора, уровень изоляции статора и ротора, состояние основных устройств контроля изоляции щеток на роторе, среднее значение тока щетки и приблизительное падение напряжения на поводках.

Одним концом (см. рисунок, а) с зажимом "крокодил" поочередно прикасаются к наконечнику А, а другим — нажимной планке каждой щетки В. При наличии тока в щетке прибор покажет падение напряжения U_{AB} в наконечнике А, поводках АВ и места заделки поводков В. При нормальной работе ЩКА падение напряжения U_{AB} составляет 5 – 50 мВ и зависит от средней нагрузки щетки.

Во время наладки и испытаний, проводимых фирмой ОРРЭС, при незначительном (номинимальном) нажатии на щетку добавлялся отличное токораспределения в отношении 1:4. Это вполне допустимо вследствие различия качества лямки поводков к наконечникам и подсоединения поводков к месту их заделки методом вальцовки. Климатические условия в машинном зале при испытаниях должны быть неизменяемыми. Режимы нагрузки задаются программой. По окончании испытаний турбогенератор работает по диспетчерскому графику нагрузки.

Токораспределение по щеткам в нормальном режиме эксплуатации и при испытаниях имели значительные отличительные особенности: 20 – 30 % щеток работали в бестоковом режиме ("нулевые"), ряд щеток были перегружены и перегреты, в нескольких щетках отгорели поводки, а места их заделки имели цвет побелости.

Перегруженные щетки могут выдерживать ток до 300 А и более, но при этом значительно нагревается место их заделки и поводки. Щеткодержатели в таких режимах накаляются "до бела", поводки также накаляются, а места их заделки в щетке практически разрушаются. Работа ЩКА в таком режиме становится опасной и требует оперативного вмешательства персонала.



Структурная схема контроля заделок медных конструкций ЩКА (а) с милливольтметром (б)

В первую очередь следует определять "нулевые" электрощетки (не несущие токовой нагрузки). При отсутствии видимых повреждений такие щетки можно загружать. Для этого легким нажатием на нажимную планку щетки В проверяется способность выдерживать токовую нагрузку. Затем, увеличивая на одно-два деления нажатие нажимной пружиной "нулевых" щеток, контролируется снижение тока в перегруженных щетках. Таким образом добиваются приемлемого токораспределения на оставшихся щетках.

Контроль заделки медных поводков в "тепло" электрощетки

После перераспределения тока между "нулевыми" и перегруженными щетками следует убедиться в правильности принятого решения. Для этого в бывших "нулевых" щетках проверяется проводимость каждого поводка, который должен нести примерно половину средней токовой нагрузки щетки. Для измерения полного тока в щетке милливольтметр подсоединяется зажимами "крокодил" к точкам А и В. Таким образом контролируется токораспределение в них.

При измерении тока в каждом поводке одним зажимом "крокодил" касаются середины поводка С1 или С2, другим — наконечника А своей щетки. Необходимо убедиться, что каждый поводок проводит свою долю тока. Качество их проводимости определяется следующим образом. Милливольтметр подсоединяется через зажимы "крокодил" к середине поводков С1 или С2 своей щетки. Если поводки исправны, прибор покажет примерно нулевое значение, в противном случае будет значительный перепад напряжений. Затем подсоединяются все дефектные (перегретые и "нулевые") щетки от траверсы или бракета и вынимаются из щеткодержателя.

Замена щеток на действующем агрегате

В свободные обоймы вставляются новые щетки (из комплекта проверенных на стенде) без повреждения к тоководу щетки или бракета. Затем обеспечивается номинальное нажатие на каждую новую щетку и по шкафу проверяется качество установки щеткодержателя и нажимной пружины (шкаф является почти в центре или середине щетки). После снятия нажимного давления регулируется положение щеткодержателя и пружины до необходимого радиального нажатия щетки (как при монтаже ЩКА).

Далее наконечники новых щеток подсоединяются к траверсе или бракету и загружаются токсом. При увеличении нажатия на каждую новую щетку до номинального значения периодические контролируется ток через эту щетку, а также одновременно ток в других щетках бракета или траверсы. Наконец добиваются приемлемого токораспределения по щеткам полюса.

Организация работы на действующем агрегате

Работа и измерения на щеточном аппарате действующего турбогенератора должны выполняться в соответствии с Правилами техники безопасности и Типовой инструкцией

по эксплуатации ЩКА турбогенераторов ТИ 34-70-024-84.

Исполнитель работ на ЩКА должен знать значение нагрузки генератора, уровни изоляции главной щетки и обмотки возбуждения, а также иметь сведения о работе основных устройств контроля изоляции обмотки статора и ротора. При работе на ЩКА следует выполнять следующие условия: иметь чистый диэлектрический коврик, полностью застегнутый комбинезон с опущенными до запястья рукавами, использовать шумозащитные наушники и очки с небьющимися стеклами, строго учитывать приборы, детали, инструменты и материалы, обеспечивать надежную изоляцию измерительной схемы и концов переносного прибора, а также оперативность выполнения работ (нарушается нормальная схема вентиляции и охлаждения щеток). Кроме того, запрещается трогать руками разнополюсные траверсы, бракеты и щетки. Необходимо помнить о недопустимости одновременного касания потенциальных и заземленных частей ЩКА.

Перечисленные эксплуатационные мероприятия не отменяют выполнения требований Типовой инструкции ТИ 34-70-024-84, а направлены на повышение оперативной готовности эксплуатационного персонала к действительным решениям в различных ситуациях, возникающих во время эксплуатации ЩКА. При работе с милливольтметром упрощаются многие измерения проводимости элементов электрощетки и не требуется внешнее питание от сети ~220 В.

В месте расположения турбогенератора и его систем не должно быть открытых фрамуг (окон), нарушающих влажностно-температурный режим машзала. Это особенно важно зимой, когда потоки воздуха попадают непосредственно на возбудитель (при поперечной компоновке) или на ЩКА (при продольной компоновке машзала), что недопустимо.

Нарушения целостности условий влажностепа губительно действуют на изоляционные прокладки корпуса ЩКА, вносят дополнительную неопределенность в работу скользящего контакта (щетка – контактное кольцо). Такие же отрицательные последствия влекут за собой загрязненность машзала. Каждое подобное нарушение режима эксплуатации требует от персонала внеочередной ревизии ЩКА для восстановления их нормальной работы.

Выводы

1. Электрощетки, применяемые в ЩКА турбогенераторов, полностью соответствуют требованиям ГОСТ 12232 и ТУ 16 при стабильной токовой нагрузке (не выше номинальной) и минимальном вибрационном воздействии на щетку.

2. В условиях циклического изменения токовой нагрузки щеток и вибрационного состояния агрегата, ухудшается работа ула заделки поводков в "тепло" щетки методом вальцовки.

3. Для контроля качества контактов соединенных электрощеток (ламок наконечника) заделки поводков методом "вальцовки" и т.п. в лабораториях (на стенде) и эксплуатационных (под нагрузкой) условиях, в том числе токораспределения по параллельно работающим щеткам, рекомендуется использовать возможность измерения падения напряжения на поводках щеток магнитолэктрическим милливольтметром.

4. В электрощетки должны быть назначен прошедший обучение специалист-электрик для работ на ЩКА турбогенераторов, резервных возбудителей и машин постоянного тока, в обязанности которого будет входить поддержание на должном уровне надежности работы ЩКА машин и механизмов.



ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО - ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ ГИДРОТЕХНИКИ
ИМ. Б. Е. ВЕДЕНЕЕВА



ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева

ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт гидротехники им. Б.Е. Веденеева» (ВНИИГ)

один из крупнейших научных центров России, основной задачей которого является осуществление научно-исследовательских, внедренческих, опытно-конструкторских работ в области электроэнергетики, электроэнергетического, гидротехнического, промышленного и гражданского строительства, водного хозяйства.

Новая технология водоподавления

- Разработана** технология инъектирования эпоксидных композиций с использованием отечественных материалов.
- Обеспечивает** монолитность и водонепроницаемость бетонных сооружений, укрепление и уплотнение скальных оснований при высоких градиентах напора.
- Предназначена** для сложных ремонтно-восстановительных работ на сооружениях и основаниях ГЭС, ТЭС, АЭС, промышленных зданий и сооружений.
- Внедрена** при ликвидации напорной фильтрации в основании бетонной плотины Саяно-Шушенской ГЭС.
- Разработчики:** ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева (Санкт-Петербург), ГУП ЦНИИМ (Санкт-Петербург), ОАО «Саяно-Шушенская ГЭС».

ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева

располагает высоким научным потенциалом, развитой лабораторной базой, оснащенной современными приборами и оборудованием, обладает большим опытом в разработке новых материалов, конструкций, технологий для сооружений различного назначения.

195220, Санкт-Петербург,
Гжатская улица, 21
телефон (812) 535-54-45;
535-88-77; 535-26-39
факс (812) 535-67-20
E-mail: vniig@vniig.ru