

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

5



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1951

электрические станции

5
МАЙ
1951

Орган Министерства электростанций СССР

22-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Образцово отремонтировать оборудование электростанций и сетей	3
Энергетики — лауреаты Сталинской премии	6
О. Н. Давидовский — Вопросы износа и повреждений зубчатых передач	10
Э. Д. Кузнецова и В. С. Соколов — Исследование сварки труб пароперегревателей из стали сикромаль 7	16
Я. З. Рывкин — Такелажная схема при монтаже котла в последней ячейке закрытой котельной	20
Ю. И. Азбукин — Выбор воздухоохладителей спирального типа	24
С. В. Цыганов — Анализ потерь в энергосистеме и пути их снижения	29
Б. И. Запорожец и Т. П. Мусатов — Организация скоростного ремонта трансформаторов	32
Ф. Д. Мокрицкий и М. С. Тарасов — О непрерывной регенерации масла в трансформаторах	35
М. М. Богина, И. И. Соловьев и М. И. Царев — Устройство трехфазного автоматического повторного включения линий электропередачи	37
Ч. М. Джуварлы — Основные результаты исследования перенапряжений от заземляющих дуг	43

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Н. Л. Бутенко — Пневматическая подача раствора для обмуровочных работ . . .	46
В. З. — Некоторые дополнительные данные из практики применения хлорированных растворов	47
А. А. Ковальчук, Е. К. Корчинский и В. Е. Штильман — Упрощенный способ крупноблочного монтажа металлического каркаса градирни	47

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

А. В. Леваков — Регулятор температуры к кислородомеру	51
С. Н. Макарин — Измерение расхода воды пневмометрической трубой	51

И. К. Гедройц и В. П. Тараканов — Эксплуатация системы оборотного водоснабжения с брызгальным бассейном .	52
В. П. Комар — Регенерация страотавшего трансформаторного масла местной глиной "нальчикин"	54
Н. М. Шипов — Обрыв провода на линии 110 кв из-за вибрации	54
Д. Б. Давидян — Установка опоры на линии электропередачи под напряжением	54
С. Л. Зарх — Подключение 15 логометров к одному источнику сетевого питания	55
Б. М. Зецев — Сигнализация приваривания контактов промежуточного реле включения соленоидных приводов . . .	56
Н. М. Зуль — Устранение недостатка грузового привода типа АПВГ-2	57
В. С. Скитальцев — Измерение индуктивности и активного сопротивления дросселей резонансным методом	57
П. Г. Глоба — О способе проверки герметичности поплавков газовых реле . . .	58
С. В. Климовских — Передвижка пульта управления на действующей электростанции	58
В. М. Ковалев — Изготовление пера-капилляра к регистрирующим приборам . . .	60

ХРОНИКА

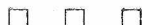
В Техническом управлении Министерства	
О нормах качества пара, котловой и питательной воды для котлов высокого давления	61
О неснижаемом запасе масла	61
О профилактических испытаниях генераторов и синхронных компенсаторов при переводе турбоагрегатов на удлиненную кампанию между капитальными ремонтами	61
О допустимых нагрузках трансформаторов напряжения МГЗ	61

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

План электрификации Румынской народной республики, обраб. Ф. Н. Жуков . . .	62
---	----

БИБЛИОГРАФИЯ

Новые книги по энергетике	63
-------------------------------------	----



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

А. А. Боровой, П. Г. Грудинский, И. И. Гурвич, Б. И. Дуб, К. Д. Лаврененко,
С. Г. Мхитарян, Н. Н. Романов, Б. М. Соколов, И. А. Сыромятников,
С. Ц. Фаерман

Главный редактор К. Д. Лаврененко

Адрес редакции: Москва, Ветошный пер., ГУМ, III корпус, I эт., пом. 164.
Телефоны: редакции К 5-21-22; главного редактора Б 3-45-87 и комм. К 1-02-80, доб. 3-01.

Трудящиеся Советского Союза. Успешным осуществлением великих строек на Волге и Днепре, на Дону и Аму-Дарье внесем новый вклад в дело строительства коммунизма!

(Из призывов ЦК ВКП(б) к 1 мая 1951 г.)

ОБРАЗЦОВО ОТРЕМОНТИРОВАТЬ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ!

Одним из основных условий выполнения государственного плана выработки электроэнергии и отпуска теплоэнергии потребителям, безаварийной и экономичной работы электростанций и сетей является своевременный высококачественный ремонт энергетического оборудования.

В прошлом году энергетики электростанций и сетей провели большую работу по ремонту энергетического оборудования и сетевого хозяйства. Средняя длительность простоя агрегатов в капитальном ремонте значительно снижена как против заданного плана (по котлоагрегатам на 13,9%, по турбинам на 10%), так и против фактической длительности простоя в 1949 г. (по котлоагрегатам на 19%, по турбогенераторам на 14%).

Однако на некоторых электростанциях из-за плохой подготовки и неудовлетворительной организации ремонтов были сверхплановые простои котлов и турбин в ремонте. Так, например, на тэц Мосэнерго (директор т. Басаев, гл. инж. т. Горюнов) два турбогенератора имели сверхплановый простой в ремонте 15 дней; на Зуевской грэс Донбассэнерго (директор т. Бондарев) вследствие плохой организации работ 11 котлов имели излишний простой в ремонте против установленного срока в 47 дней; в Ростовэнерго на Несветайгрэс (директор т. Романов, гл. инж. т. Варичев) все котлы и турбогенераторы находились в капитальном ремонте более положенного времени.

При лучшей подготовке и организации капитальных ремонтов оборудования работники электростанций, безусловно, могут сократить длительность простоя агрегатов в ремонте и в текущем году.

По опыту тэц № 11 Мосэнерго и Закамской тэц Молотовэнерго, широкое внедрение и развитие на всех электростанциях Министерства электростанций получил скоростной ремонт котлоагрегатов и турбогенераторов. В прошедшем году скоростным методом было отремонтировано 32% котлов и 25% турбин от общего числа прошедших капитальный ремонт агрегатов. В уральских энергосистемах и Мосэнерго почти половина оборудования отремонтирована скоростным методом.

Скоростной ремонт оборудования на электростанциях дает значительный эффект народному хозяйству в виде дополнительной выработки электроэнергии. Как правило, при скоростном ремонте

стоимость работ снижается. Поэтому работники электростанций и сетей должны обратить особое внимание на организацию и внедрение в текущем году скоростного ремонта оборудования.

В этом отношении электростанции и энергосистемы Главэнерго несколько отстают от других энергосистем Министерства. Скоростной метод ремонта там еще не получил должного развития, в результате чего в прошедшем году по Главэнерго скоростным методом было отремонтировано только 22% котлоагрегатов и 18% турбогенераторов.

План ремонта основных агрегатов в 1950 г. невыполнен: по котлам на 0,8% и по турбинам на 1,9%. Этого нельзя допустить в текущем году; все котельные агрегаты и турбогенераторы, которые намечены в планах ремонтов, должны быть безусловно отремонтированы. Утвержденные графики вывода котлов и турбин в капитальный и текущий ремонты должны являться законом для руководителей электростанций и энергосистем.

Нельзя мириться с таким положением, когда в целом по Министерству электростанций в прошлом году 18% котлов и 26% турбогенераторов было выведено в капитальный ремонт позже установленных сроков. Особенно запаздывали с выводом агрегатов в капитальный ремонт электростанции Мосэнерго (гл. инж. т. Немов), на которых 24% котлов и 35% турбин выведены позже установленного графика сроков. Позже установленного по графику срока были выведены также агрегаты на электростанциях: Главцентрэнерго (гл. инж. т. Сергеев)— турбин 32%; Главуралэнерго (гл. инж. т. Макушкин)— турбин 30%; Главэнерго (гл. инж. т. Морозов)— котлов 21% и турбин 26%.

Руководители энергосистем должны более продуманно составлять графики ремонтов оборудования и увязывать их с планом энергоснабжения народного хозяйства страны. Нельзя передвигать сроки вывода агрегатов в капитальный ремонт на более позднее время, так как это приводит к нарушению всего графика, к срыву установленного плана ремонтов и отрицательно сказывается на снабжении народного хозяйства электроэнергией.

Наряду с выводом оборудования в ремонт по утвержденному графику необходимо выполнять предусмотренные и утвержденные объемы ремонтов. В прошлом году были выполнены значительные работы по замене труб поверхностей нагрева,

износившихся элементов воздухоподогревателей, а также и другие работы на котлах. Большой объем работ проведен и на турбогенераторах, в частности были заменены направляющие рабочие лопатки турбин на 239 ступенях.

Однако по ряду агрегатов объемы ремонта, указанные в приказах Министерства электростанций, не выполнены, что имело место на тэц № 12 Мосэнерго, на гэс № 7 Ленэнерго, на тэц № 4 Молотовэнерго, на Кемеровской грэс и на ряде других.

Значительно перевыполнены планы ремонтов линий электропередачи и оборудования подстанций. Однако необходимо отметить, что многие руководители управлений и районов сетей, вопреки запрещению Министерства, при замене деревянных опор еще до сих пор применяют не пропитанную древесину, а некоторые районы сетей даже не производят работы по местной пропитке древесины антисептиками. Управляющие энергосистем не должны допускать такого положения и обязаны обеспечить замену древесины на линиях электропередачи только из пропитанного лесоматериала. Необходимо также внедрять замену деревянных пассивов железобетонными. При ремонте линий электропередачи нужно особое внимание обращать на осмотр соединителей проводов и зажимов и на полную замену неисправных.

На наших электростанциях ежегодно проводятся большие работы по восстановлению мощности турбин и по увеличению паропроизводительности котельных агрегатов.

В текущем году Министерством поставлена задача — полностью ликвидировать разрывы между установленной и рабочей мощностью электростанций.

При выводе агрегатов в реконструкцию следует заранее подготовить всю проектную документацию и не допускать задержки работ из-за отсутствия ее.

Для того чтобы обеспечить более надежную работу оборудования, добиться дальнейшего снижения удельных расходов топлива и снизить расход электроэнергии на собственные нужды, во время капитальных ремонтов оборудования нужно выполнить основное количество мероприятий по ликвидации отступлений от «Правил технической эксплуатации» и мероприятий по повышению экономичности работы электростанций. В прошлом году выполнение указанных работ было неудовлетворительным. Так, например, выполнение мероприятий по повышению надежности работы оборудования составило: по Мосэнерго 83%, по Главвостокэнерго 80%, по Главюжэнерго 76%, по Главцентрэнерго и Главуралэнерго 70%; план ликвидации отступлений от «Правил технической эксплуатации» выполнен Главвостокэнерго на 86%; Главцентрэнерго на 77%; Главуралэнерго на 71%; Главюжэнерго и Мосэнерго на 63%; мероприятия по повышению экономичности работы оборудования выполнены: Главвостокэнерго на 92%, Мосэнерго на 87%; Главюжэнерго на 70%, Главцентрэнерго и Главуралэнерго на 68%.

По ходу ремонтов необходимо также ликвидировать строительные и монтажные недоделки

на вновь введенных агрегатах. Пора покончить с таким положением, когда строительные и монтажные недоделки не устранялись годами.

Руководителям электростанций и сетей, начальникам цехов и участков, ремонтному персоналу необходимо обратить особое внимание и на стоимость ремонтных работ. На ремонт оборудования электростанций и сетей расходуются сотни миллионов рублей, из которых около двух третей — на капитальный ремонт. Затраты на ремонт, безусловно, можно сократить. Далее, должны обратить внимание на себестоимость работ руководители, инженеры и техники треста Союзэнергоремонт (управляющий т. Солонин) и его предприятий, так как стоимость ремонтов, выполняемых трестом, превышает стоимость аналогичных ремонтов, выполненных силами самих станций. Если сократить (конечно, без ущерба качеству ремонта) затраты на материалы, оборудование и рабочую силу по ремонту оборудования электростанций хотя бы на 10%, то для народного хозяйства будут сэкономлены десятки миллионов рублей.

Главное и основное требование в отношении качества ремонтов агрегатов, линий электропередачи и другого оборудования должно быть предъявлено к руководителям электростанций и сетей, к начальникам цехов и участков, к мастерам и ко всему ремонтному персоналу. В прошедшем году на некоторых электростанциях качество капитальных ремонтов оборудования было неудовлетворительным, вследствие чего около 6% отремонтированных котлов и турбин по Министерству электростанций повторно останавливались на ремонт в первый же месяц после ввода в работу из капитального ремонта.

В Мосэнерго (управляющий т. Уфаев, гл. инж. т. Немов) из всех отремонтированных турбин 10% были повторно остановлены в первый же месяц после ввода их в работу; в этой энергосистеме на грэс № 3 (директор т. Ерохин, гл. инж. т. Осин) турбогенератор на следующий же день после капитального ремонта был остановлен для повторного ремонта из-за нагрева упорного подшипника турбины и снова через 10 дней — из-за необходимости замены червячной пары, так как при ремонте была неправильно отрегулирована подача масла на нее. Или, например, на Кураховской грэс Донбассэнерго (директор т. Мосин, гл. инж. т. Сипунов) котел через несколько дней после капитального ремонта был повторно остановлен на ремонт из-за неисправности питательного клапана. При вскрытии клапана было обнаружено, что нижняя направляющая клапана была забита грязью и металлическими опилками. На Барнаульской тэц Главвостокэнерго (директор т. Солнцев, гл. инж. т. Масловский) котел через 5 дней после капитального ремонта был аварийно остановлен из-за перегрева труб пароперегревателя вследствие неустраненного во время капитального ремонта котла газового коридора в области пароперегревателя.

Из всех отремонтированных трестом Союзэнергоремонт и его предприятиями турбин 16% имели повторные остановки в первый же месяц после их пуска вследствие неудовлетворительной

организации ремонта и низкой производственной дисциплины персонала. В ряде случаев из-за некачественного проведения ремонта оборудования предприятиями треста Союзэнергоремонт турбины после пуска останавливались аварийно с серьезными повреждениями (на Львовской грэс, Кувасайской грэс, Сызранской тэц и др.).

В прошлом году около 13% от всех аварий на электростанциях и в сетях Министерства электростанций, произошло из-за некачественного ремонта оборудования.

Руководители энергосистем и электростанций, начальники цехов и участков должны принять решительные меры по улучшению качества ремонта оборудования.

Для своевременного определения качества ремонта главные инженеры станций и сетей должны обеспечить поузловую приемку оборудования из ремонта, с привлечением к этому эксплуатационного персонала.

Проверка хода капитальных ремонтов в текущем году показывает, что некоторые руководители энергосистем и электростанций не извлекли должного урока из ошибок прошлого года. Например, имеются уже случаи сверхпланового простоя оборудования в ремонте на Красногорской тэц, на грэс «Красная звезда», Львовской грэс. В текущем году в Азэнерго на грэс «Красная звезда» (директор т. Дукельский, гл. инж. т. Байрамзаде) при капитальном ремонте турбогенератора были неправильно установлены лабиринтовые уплотнения подшипника, что вызвало течь масла, забрызгивание маслом обмотки возбуждателя и вынужденную остановку турбины. На этой же электростанции на вышедшем из капитального ремонта котле вырвало колпачок-заглушку из коллектора пароперегревателя. После устранения этого дефекта и включения котла в паропровод на нем разорвало трубку пароперегревателя и котел был аварийно остановлен на повторный ремонт. Были также повторные остановки на ремонт котлов на Уфимской тэц № 1 и Березниковской тэц № 2.

Неудовлетворительно производит ремонт якорей возбуждателей Ленинградское отделение треста Союзэнергоремонт, вследствие чего аварийно останавливались турбогенераторы: на Челябинской тэц и на Северодонецкой грэс. На этих турбинах во время капитального ремонта были установлены отремонтированные Ленэнергоремонтом якоря возбуждателей, которые через несколько часов работы выходили из строя.

Необходимо также отметить, что в текущем году темпы ремонта, особенно по турбинам, отстают от темпов 1950 г. Так, в целом по Министерству отремонтировано до 1 мая с. г. турбин 19,35% от годового плана против 21,35% за этот же период прошлого года.

Руководителям электростанций, энергосистем, а также главным эксплуатационным управлениям необходимо рассмотреть итоги капитального ремонта оборудования прошедших месяцев

текущего года, устранить недостатки и взять под особый контроль выполнение приказа Министра № 122 от 29 марта 1951 г. «О мерах по улучшению эксплуатации электростанций, о капитальных ремонтах оборудования и производстве запасных частей в 1951 г.».

Социалистическое соревнование бригад, участков, цехов, станций и районов сетей, а также индивидуальное социалистическое соревнование ремонтного персонала должны явиться решающим в выполнении планов и графиков капитальных ремонтов оборудования и высокого качества работ.

Руководители электростанций и сетей должны организовать социалистическое соревнование ремонтного персонала и обеспечить передачу опыта передовиков отстающим работникам.

Наряду с капитальным ремонтом оборудования необходимо в весенне-летний период обеспечить капитальный ремонт производственных зданий и других сооружений электростанций и подстанций. Следует также произвести своевременный ремонт подъездных железнодорожных путей, паровозного и вагонного парка электростанций.

В последние годы в энергосистемах Министерства электростанций получил развитие централизованный ремонт энергетического оборудования, выполняемый ремонтными организациями (заводами) энергосистем и предприятиями треста Союзэнергоремонт. Только в 1950 г. в энергосистемах централизованно проведен ремонт около 1/3 всех котлов и турбин.

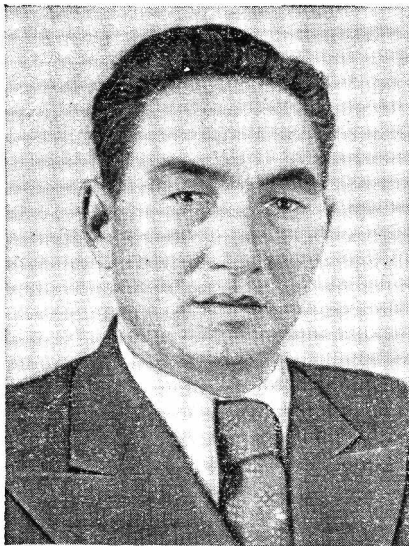
Опыт показывает, что централизованный ремонт при должной его организации обеспечивает повышение качества и культуры ремонтов, позволяет выполнить в более сжатые сроки сложные реконструктивные работы, с широким применением комплексной механизации, значительно сокращает количество ремонтного персонала в целом по энергосистеме. Безусловно, в ближайшие 2—3 года централизованный ремонт энергетического оборудования на электростанциях Министерства электростанций должен занять ведущее место, так как такой метод является более совершенным и стоимость ремонта, безусловно, снижается. Трест Союзэнергоремонт должен также развивать и специализированные ремонты оборудования на электростанциях.

Главэнергоснабчасть (начальник гл. т. Савиных), эксплуатационные главные управления и управления энергосистем обязаны обеспечить своевременное выполнение установленного плана производства запасных частей на заводах и в мастерских электростанций Министерства, обращая особое внимание на выпуск запасных частей только высокого качества. Не должно быть задержки оборудования в ремонте из-за отсутствия запасных частей.

Нет сомнений, что советские энергетики в 1951 г. выполнят капитальный ремонт оборудования на высоком уровне и образцово подготовятся к осенне-зимнему максимуму нагрузки.



Н. М. Чупраков



Б. Б. Байгунусов



А. Г. Рыжков

За автоматизацию и телемеханизацию Узбекской и Московской энергосистем Сталинская премия второй степени присуждена руководителю работы Н. М. Чупракову — начальнику Главэнерго Министерства электростанций, Б. Б. Байгунусову — главному инженеру Орджоникидзевского каскада гидроэлектростанций Узбекэнерго, А. Г. Рыжкову — заместителю начальника производственно-технического отдела Узбекэнерго, М. И. Жеребцову — управляющему Узбекэнерго, Д. И. Азарьеву — сотруднику Теплоэлектропроекта, И. Г. Цизину и А. З. Лосятинскому — инженерам Гидроэнергопроекта, Н. В. Чернобровову, Н. С. Шабалину и А. Х. Константиновскому — инженерам Мосэнерго, Г. С. Сафразбекяну и Ю. И. Иванову — инженерам Шербаковской гЭС, А. И. Глущко — инженеру Угличской гЭС, Б. К. Карнипову-Сорокину — начальнику цеха Мосэнерго.

В 1950 г. закончены работы по автоматизации и телемеханизации Узбекской энергосистемы, которые проводились одновременно с каскадированием (кустованием) гидроэлектростанций, впервые осуществленным в системе Узбекэнерго.

Кустование гидроэлектростанций Узбекэнерго дало весьма эффективные результаты и позволило телемеханизировать управление гидроэлектростанциями внутри каждого каскада с одной базисной гидроэлектростанцией каскада.

Усовершенствование эксплуатации энергосистемы на основе каскадирования гидроэлектростанций, автоматизации и телемеханизации диспетчерского управления привело к технико-экономическому эффекту:

1. Сокращена численность эксплуатационного персонала гидроэлектростанций более чем на 50%. Годовая экономия только по зарплате составила 5,4 млн. руб., а экономия средств на жилищное строительство — 14,5 млн. руб.

2. Автоматизировано четырнадцать гидроэлектростанций; шесть из

них работают полностью автоматически — на телеуправлении, с дежурством одного инженера «на дому», остальные обслуживаются двумя и самые крупные — тремя дежурными.

3. Повышена надежность работы гидроэлектростанций, благодаря чему полностью прекратились аварии по вине персонала.

4. Увеличена выработка энергии на гидроэлектростанциях за счет автоматического регулирования их мощности по водотoku — работы на максимальных напорах и диспетчеризации управления всеми гидроэлектростанциями.

5. Повышенные требования, предъявляемые автоматикой и телемеханикой к обслуживающему персоналу, а также к оборудованию, привели к повышению общей культуры эксплуатации.

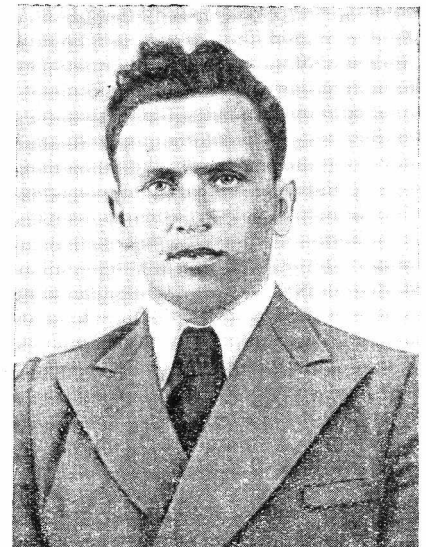
6. Разработаны усовершенствованные отечественные системы автоматического управления гидроагрегатами.



Д. И. Азарьев



М. И. Жеребцов



И. Г. Цизин

СТАЛИНСКОЙ ПРЕМИИ

тами большой, средней и малой мощности. Эти системы автоматики отличаются простотой, надежностью и рентабельностью; они несравненно проще и надежнее всех известных иностранных образцов автоматики гидроагрегатов.

Новые системы автоматики резко сокращают расходы контрольного кабеля. Так, на агрегат большой мощности расходовалось до 5 000 м многожильного кабеля, а при новой системе автоматики расходуется только 1 000 м кабеля. Резко сокращается также потребность в электрической аппаратуре.

В Московской и Узбекской энергосистемах осуществлено телеизмерение, позволяющее непрерывно измерять мощности электростанций этих энергосистем на диспетчерском пункте Мосэнерго и на диспетчерском пункте Узбекэнерго.

Крупнейшие автоматизированные

гидростанции этих энергосистем управляются телемеханически, по проводам линий электропередачи на расстоянии сотен километров.

Оснащение энергосистем устройствами телемеханики дает возможность пускать и останавливать гидроагрегаты, регулировать нагрузку электростанций, а также производить операции с выключателями на расстоянии с центральных диспетчерских пунктов энергосистем.

В процессе выполнения этих работ созданы новые оригинальные схемы и конструкции аппаратуры автоматики и оборудования для телемеханизации диспетчерских пунктов.

На опыте Узбекэнерго и Мосэнерго широко развернулись работы по каскадированию гидростанций, автоматизации электростанций и телемеханизации диспетчерского управления в других энергосистемах Министерства электростанций.



Г. С. Сафразбекян



Н. В. Чернобровов



А. И. Глушко



А. Х. Константиновский



Н. С. Шабалин



Б. К. Карницов-Сорскин



Ю. И. Иванов



Ф. Г. Логинов

За коренное усовершенствование методов работы при восстановлении Днепровской гидроэлектростанции им. Ленина Сталинская премия второй степени присуждена руководителю работы Ф. Г. Логинову — начальнику строительства Сталинградгидрострой, бывшему начальнику Днепро-строя, И. И. Кандалову — главному инженеру Технического управления по строительству и монтажу Министерства электростанций, К. И. Мельниченко — начальнику строительно-монтажного управления Днепро-строя, П. А. Медведеву — главному инженеру, Г. М. Орлову — главному архитектору, А. Г. Иванову — главному механику, П. И. Синявскому — бригадиру электромонтажников, А. Н. Мешерякову — начальнику конторы Главгидроэнергостроя, Б. И. Даниловичу — главному инженеру управления строительства Новосибирской гЭС. Днепровская гидроэлектростанция им. В. И. Ленина — детище первых Сталинских пятилеток, гордость всего советского народа — была варварски разрушена немецко-фашистскими бандами в период Великой Отечественной войны. Разрушения, причиненные сооружениям гидроузла,

не имели равных в мировой истории как по характеру, так и по степени самих разрушений: несколько пролетов плотины были почти полностью взорваны, остальные имели серьезные повреждения и глубокие трещины; главное здание было превращено в бесформенную груду металла и железобетона. Достаточно сказать, что для выполнения основных работ требовалось расчистить завалы, разобрать свыше 200 тыс. м³ обломков бетона и железобетона, демонтировать более 17 000 т металлоконструкций и оборудования.

В 1944 г., после изгнания фашистских захватчиков, партия Ленина — Сталина и правительство вынесли решение о восстановлении гЭС.

На стройку были направлены опытные специалисты, испытанные партийные и непартийные большевики, советские строители.

Предстояло выполнить большую и сложную, но почетную задачу.

Несмотря на продолжавшуюся войну, промышленности дала строителям Днепрогэс необходимые машины и механизмы. Заводы приступили к разработке новых мощных гидротурбин.

Инженеры, техники и рабочие немало вложили труда и творческой инициативы в восстановление гЭС. Они дали новые смелые решения, которые успешно могут быть применены и в строительстве новых объектов.

Впервые в советской практике для пропуска воды в период строительства были применены донные отверстия, расположенные в две ступени, что позволило впоследствии облегчить закрытие этих отверстий.

При производстве бетонных работ Днепростроем была проведена специальная исследовательская работа по использованию для гидротехнического бетона мелких днепровских песков взамен дальнепривозных из Евпатории. Результаты исследований и опыт применения днепровских песков послужат основанием для широкого использования их при строительстве Каховской гЭС и других объектов.

Восстановительные работы проводились поточно-скоростным способом и опережали сроки получения

оборудования. Чтобы не задерживать пуска отдельных агрегатов, комплектующее оборудование собиралось из восстановленной в мастерских и лабораториях Днепростроя аппаратуры по временной схеме и затем заменялось новым. Это позволило ускорить ввод отдельных агрегатов на 3—5 мес.

Монтаж мощных гидротурбин осуществлялся крупными блоками, что также способствовало сокращению длительности монтажных работ.

Поставленные американской фирмой подпятияки оказались непригодными. При первых же пробных пусках машин баббитовый слой на неподвижном диске плавился. Днепрострой реконструировал своими силами старые подпятияки и достиг успешных результатов.

Особо серьезной и ответственной задачей являлось восстановление бетонных и железобетонных массивов гидротехнических сооружений, имевших большие повреждения от взрывов. Это было успешно решено применением бандажей, шпонок, анкеров и т. п. Сращивание отдельных частей произведено цементацией. Такие мероприятия дали возможность отказаться от разборки многих поврежденных элементов и укладки нового бетона в количестве около 200 тыс. м³.

В результате проведенных работ с осуществлением технических усовершенствований, Днепровская гЭС была восстановлена в исключительно короткие сроки. Одновременно мощность гидроэлектростанции увеличена. Для уменьшения кавитационного износа и увеличения к. п. д. турбин всасывающие трубы были реконструированы. Внешнее и внутреннее оформление здания гидроэлектростанции значительно улучшено, управление станцией автоматизировано.

Первый агрегат Днепровской гЭС принял нагрузку 3 марта 1947 г., а в 1950 г. станция была полностью восстановлена.

В течение всего периода восстановления гидроэлектростанции партия и правительство и лично товарищ Сталин уделяли строительству большое внимание и оказывали строителям огромную помощь.

Строители Днепрогэс с честью выполнили возложенные на них задачи.

Трудящиеся Советского Союза! Смелее внедряйте в производство достижения науки и передового опыта! В совершенстве овладевайте техникой! Добивайтесь полного использования машин и оборудования в промышленности, на транспорте, в строительстве, в сельском хозяйстве!

(Из призывов ЦК ВКП(б) к 1 мая 1951 г.)

СТАЛИНСКОЙ ПРЕМИИ

За теоретические и экспериментальные исследования термодинамических свойств воды и водяного пара в области высоких и сверхвысоких температур и давлений, опубликованные в 1948—1950 гг., Сталинская премия третьей степени присуждена М. П. Вуколовичу и И. И. Новикову — профессорам Московского энергетического института им. В. М. Молотова, В. А. Кириллину и В. Н. Тимофееву — доцентам, Л. И. Румянцеву и В. С. Силецкому — научным сотрудникам того же института.

Работа «Теоретические и экспериментальные исследования термодинамических свойств водяного пара в области высоких и сверхвысоких температур и давлений» является комплексной и состоит из теоретической части, экспериментальной части и расчетных таблиц термодинамических свойств воды и водяного пара.

Теоретические исследования, начатые еще в 1937 г., позволили создать теорию реальных газов и паров, основанную на приложении закона действующих масс к явлению ассоциации газовых молекул. На основе этой теории было получено уравнение состояния перегретого водяного пара, дающее хорошее совпадение с экспериментальными данными. Задача вывода теоретического уравнения состояния для водяного пара, которое давало бы хорошее совпадение с опытом, считалась ранее невыполнимой, и поэтому решение ее само по себе является большим научным достижением. Полученное рациональное уравнение состояния для водяного пара позволило составить наиболее точные таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара, все величины которых хорошо увязаны между собой.

Экспериментальные исследования термодинамических свойств воды и водяного пара в области высоких и сверхвысоких температур и давлений начаты также в 1947 г. С этой целью была разработана новая оригинальная методика, спроектирована и создана установка для определения удельных объемов.

В результате большой экспериментальной работы, проведенной с высокой степенью точности, определены 269 значений удельных объемов в широкой области температур и давлений, вплоть до 525 ат и 650°С (часть этой работы опубликована в журнале «Электрические станции», № 12, 1950 г.).

Экспериментальное исследование термодинамических свойств воды и водяного пара в ранее неисследованной области температур и давлений является большим достижением и устанавливает приоритет нашей советской науки в этой области.

На основе проведенных теоретических и экспериментальных работ в настоящее время составлены новые таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара, имеющие большое практическое значение.



М. П. Вуколович



В. С. Силецкий



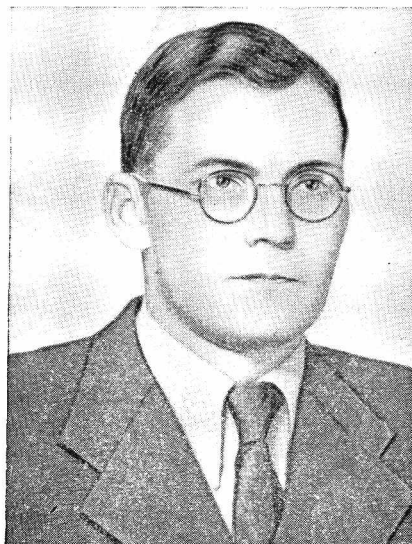
И. И. Новиков



Л. И. Румянцев



В. Н. Тимофеев



В. А. Кириллин

Рабочие и работницы, инженеры и техники электростанций! Быстрее вводите в строй новые энергетические мощности. Шире внедряйте новую технику! Обеспечим бесперебойное снабжение народного хозяйства электроэнергией!

(Из призывов ЦК ВКП(б) к 1 мая 1951 г.)

Вопросы износа и повреждений зубчатых передач

Инж. О. Н. Давидовский

Эксплуатационный персонал электростанций в повседневной работе имеет дело со значительным количеством зубчатых передач различных типов и назначения.

Правильно рассчитанные, изготовленные и смонтированные зубчатые передачи при хорошей эксплуатации надежны и обладают высоким к. п. д. Это в особенности справедливо по отношению к закрытым передачам (редукторам), защищенным от попадания пыли или грязи.

Тем не менее в практике эксплуатации приходится считаться с повышенным износом, а в некоторых случаях и с аварийными повреждениями зубчатых передач.

Несмотря на большое разнообразие применяющихся на электростанциях типов и конструкций зубчатых передач, работающих в широком диапазоне рабочих скоростей и нагрузок и в самых различных эксплуатационных условиях, основные виды повреждений передач могут быть в известной мере классифицированы. В статье приводятся основные сведения о видах повреждений зубчатых передач, встречающихся в эксплуатации, и соображения о природе этих повреждений.

В первоначальный период эксплуатации зубчатой передачи, работающей в нормальных условиях, происходит некоторый износ поверхности зубьев. В этот период в результате приработки устраняются незначительные неровности на поверхности зубьев, остающиеся даже после чистой механической обработки.

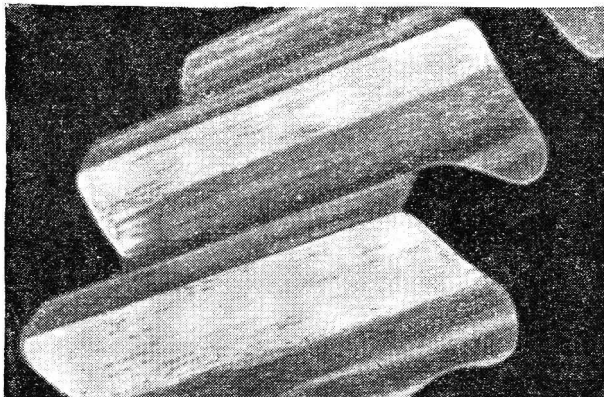


Рис. 1. Нормальный износ.

Характерным для нормального износа является наличие сглаженных, заполированных участков на рабочей поверхности зубьев, хорошо различимых в виде засветленных полос, равномерно расположенных в зоне контакта и занимающих большую часть (~80%) длины зуба. На рис. 1 показаны зубья правильно работающей передачи после нормального «приработочного» износа.

При дальнейшей эксплуатации передачи в нормальных условиях износ зубьев практически прекращается. Это связано как с увеличением истинной площади контакта вследствие приработки, так отчасти и с явлением обкатки металла в зоне контакта, в результате чего достигается упрочнение поверхностного слоя металла с повышением его твердости.

Наиболее распространенной причиной выхода из строя зубчатых передач, особенно быстроходных турбинных редукторов, является выкрашивание (питтинг) рабочих поверхностей зубьев. Оно связано с воздействием на поверхностный слой зубьев многократной повторной циклической нагрузки (с циклом сжатие — разгрузка), создающей напряжения, превосходящие по величине, предел поверхностной усталости материала (предел усталостного выкрашивания).

На поверхности зубьев появляются, вначале малозаметные, трещинки усталости, в которые в моменты контакта зубьев вжимается масло, вследствие чего, внутри трещины возникает высокое давление, действующее расклинивающее. Со временем это приводит к увеличению размеров трещины и отделению кусочков металла. На поверхности образуются небольшие оспины (размером, примерно, с булавочную головку), расположенные цепочкой вдоль зуба, в основном близ полюсной линии, разделяющей головку зуба от ножки (на диаметре начальной окружности), в зоне максимальных напряжений при контакте. На рис. 2 показаны зубья в первоначальной стадии выкрашивания.

Во многих случаях явление выкрашивания, имеющее в первое время эксплуатации передачи небольшое развитие (примерно соответствующее приведенному на фотографии), в дальнейшем развивается очень медленно или совсем прекращается.

При наличии условий, о которых будет сказано ниже, выкрашивание принимает прогрессив-

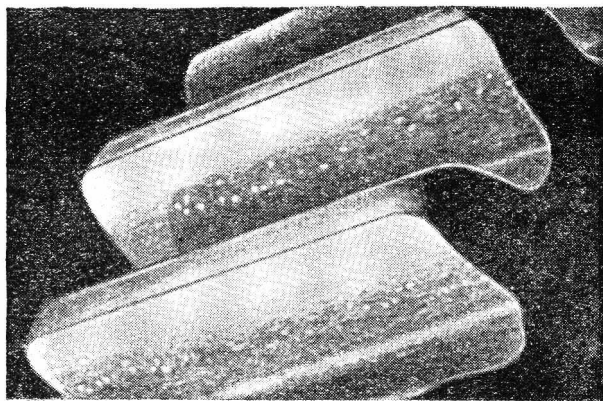


Рис. 2. Выкрашивание в ограниченной форме.

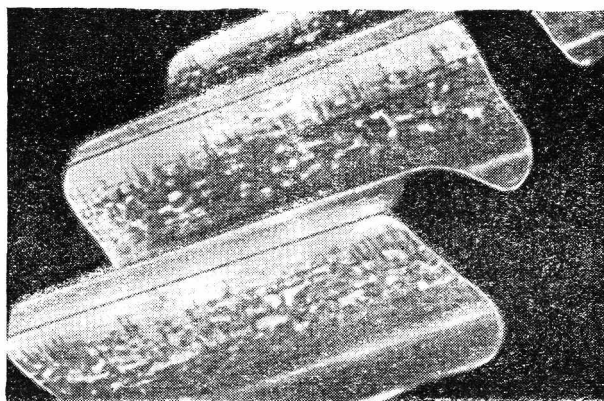


Рис. 3. Выкрашивание в прогрессивной форме.

ную форму, типичная картина которой представлена на рис. 3. Наиболее пораженной выкрашиванием оказывается полоска на поверхности зуба вдоль полюсной линии.

Такая локализация зоны выкрашивания может быть объяснена следующим образом. По профилям зубьев, наряду с качением, имеет место проскальзывание, степень которого изменяется по высоте зуба от нуля до некоторого максимума. Экспериментально установлено, что величина предела усталостного выкрашивания изменяется в зависимости от скорости скольжения. Существует некоторая, наиболее неблагоприятная степень проскальзывания, соответствующая небольшой скорости скольжения (порядка 8—10 см/сек), при которой величина предела усталостного выкрашивания достигает минимального значения, примерно на 25% меньше той величины, которая получается при отсутствии скольжения.

Зона скоростей проскальзывания, равных 8—10 см/сек для быстроходных турбинных редукторов, лежит вблизи полюсной линии. В связи с этим данная зона, нагруженная к тому же максимальными напряжениями контакта, оказывается наиболее подверженной выкрашиванию.

По мере развития выкрашивания удельная нагрузка на оставшейся неповрежденной площади возрастает, что в конечном счете приводит к образованию продольного уступа на зубе. Работа передачи становится шумной и сопровождается вибрацией и толчками.

Частицы выкрошенного металла, вымытые маслом, попадают в зацепление, вызывая дальнейшие повреждения зубьев, а также могут проникать в подшипники. Все это обуславливает быстрый выход передачи из строя.

Развитие процесса выкрашивания зависит от ряда условий.

Установлено, что если при эксплуатации передачи максимальные удельные нагрузки на рабочие поверхности зубьев вблизи полюсной линии не превосходят некоторого значения — предела поверхностной усталости, — то выкрашивания не происходит.

Увеличение нагрузки в n раз сопровождается ускорением усталостного разрушения рабочих поверхностей зубьев в n^3 раз. Следовательно, если в результате неточного изготовления или установки передачи имеет место контакт на 40% длины зуба, вместо расчетного 80%-ного контак-

та, то срок службы передачи сократится в $2^3 = 8$ раз.

Предел поверхностной усталости сталей изменяется в известных границах, соответственно твердости, как это видно, например, из следующих данных:

Твердость по Бринеллю H_B	Предел поверхностной усталости (максимальная величина амплитуды напряжений сжатия), кг/мм ²
150	35
200	49
250	63
300	77
350	91
400	105

Таким образом, повышение твердости поверхностного слоя зубьев соответственно увеличивает их стойкость против выкрашивания.

С другой стороны, стали с твердостью, превышающей 40 H_C , не имеют постоянного фиксированного предела поверхностной усталости; величина этого предела непрерывно снижается с продолжительностью воздействия циклической нагрузки. Поэтому в тех случаях, когда шестерни выполнены из сталей высокой твердости, можно ожидать, что усталостное разрушение их от выкрашивания при достаточно длительном сроке эксплуатации неизбежно должно наступить. Разумеется, этот срок может оказаться вполне достаточным для практических целей.

Необходимо указать, что шестерни и колеса быстроходных передач не подвергаются после нарезания какой-либо термообработке или поверхностной закалке из-за высоких требований к точности зубьев. Венцы колес и шестерни турбинных редукторов выполняются из легированных сталей повышенной прочности с твердостью 160—220 H_B для колес и 240—300 H_B для шестерен.

Увеличение твердости нарезанных зубьев при помощи термообработки или поверхностной закалки может быть с успехом произведено для шестерен и колес тихоходных передач (приводы шаровых мельниц и т. п.) с крупным модулем, где требования к точности зубьев значительно снижены в сравнении с быстроходными передачами.

Чистота обработки рабочей поверхности зубьев оказывает заметное влияние на возникновение выкрашивания, особенно значительное при твердости поверхностного слоя, превышающей 200—250 H_B . Гладкая, хорошо полированная по-

верхность зубьев увеличивает стойкость против выкрашивания на 80—100% по сравнению с поверхностью шероховатой (со следами механической обработки). Отсюда очевидна необходимость доводочной обработки зубьев. Для быстроходных турбинных редукторов операцию притирки следует считать обязательной.

Механизм неблагоприятного воздействия смазки еще полностью не изучен.

Некоторые исследования позволяют считать, что если вязкость масла превышает определенную критическую величину, зависящую от удельной нагрузки на зубьях, выкрашивание может быть предотвращено. Это может быть объяснено затруднительностью проникновения масла высокой вязкости в начальные трещинки. Поэтому целесообразно применять наиболее вязкое масло, которое еще может быть пригодно для смазки подшипников (поскольку система смазки обычно бывает общей для подшипников и зацепления передачи).

Для быстроходных турбозубчатых агрегатов следует применять масла с повышенной вязкостью марки «турбинное Т» с вязкостью 6,0—6,5° Е₅₀ или «турборедукторное» с вязкостью 7,5—8,0° Е₅₀. Если применение этих масел вызывает чрезмерный нагрев подшипников (перепад температур масла больше 15—20° С), может быть рекомендовано дополнительное охлаждение масла, поступающего на зубья редуктора. Это позволяет использовать турбинное масло марки «Л» (вязкость 2,9—3,2° Е₅₀), наиболее пригодное по вязкости для смазки подшипников.

Охлаждение масла этой марки до температуры 20—25° С повышает вязкость его до 15—10° Е, что обеспечивает смазочные свойства, необходимые для зацепления передачи. Реконструкция масляной системы полностью оправдывает себя увеличением срока службы передачи.

Если выкрашивание было обнаружено в первоначальный период эксплуатации передачи, имевшей не вполне удовлетворительную чистоту обработки рабочих поверхностей зубьев и недостаточную площадь контакта, то можно рассчитывать, что в результате доводки на месте путем шабровки или притирки, а также после «приработочного» износа удастся достигнуть увеличения площади контакта и снижения удельных нагрузок ниже предельного значения. В этом случае, если твердость поверхности зубьев не превышает 250—300 Н_В, выкрашивание приостанавливается в начальной, ограниченной форме и не представляет серьезной опасности.

Надо, однако, отметить, что после подобной «приработки» зубьев действующая площадь контакта будет меньше, чем если бы зубья приработались без выкрашивания, а поэтому такое состояние передачи не может считаться вполне удовлетворительным.

В том случае, если выкрашивание наблюдается на уже приработавшихся поверхностях зубьев, имеющих площадь контакта, близкую к конструктивно возможной, следует опасаться дальнейшего прогрессивного развития повреждений, что уже не может быть предотвращено операциями по доводке зубьев. Радикальными мероприятиями в данном случае могут быть только замена

шестерен новыми с зубьями большей прочности (изменение материала или способа термической обработки) или снижение нагрузки передачи, если это возможно.

Необходимо иметь в виду, что быстроходные зубчатые передачи типа турбинных редукторов, работающие с большими окружными скоростями (свыше 10—12 м/сек), не могут быть приработаны посредством обкатки под нагрузкой при рабочем режиме. У таких редукторов смазочная пленка на рабочих поверхностях зубьев, в силу имеющихся в зоне контакта гидродинамических условий, получается достаточно толстой и стабильной, что практически исключает возможность сухого трения металла. Однако отсутствие износа (понимая «износ», как постепенное отделение частиц металла с рабочих поверхностей зубьев под действием сил трения) не означает еще благополучной работы редуктора, поскольку выкрашивание может возникнуть и развиваться при отсутствии металлического контакта рабочих поверхностей зубьев.

Надо отметить, что в большом числе случаев высокие удельные нагрузки, вызывающие выкрашивание, возникают от деформации кручения шестерен, обусловленной действием вращающего момента, в связи с чем зубья в концевой части шестерни со стороны ведущего вала могут значительно перегружаться. Это явление особенно резко проявляется, если конструктивные размеры шестерни таковы, что ее длина превышает диаметр более чем в 1,5 раза; подобное отношение размеров является типичным для турбинных редукторов.

Даже при достижении 100%-ного контакта зубьев в результате тщательной притирки пастой ГОИ при обкатке передачи на холостом ходу в рабочих условиях (при работе передачи под нагрузкой) может происходить значительное нарушение контакта, кроме отмеченной деформации кручения шестерни, также и вследствие:

а) деформации корпуса редуктора от реактивных усилий шестерни и колеса;

б) температурного расширения корпуса редуктора;

в) изменения положения опорных шеек шестерни в подшипниках при работе под нагрузкой (против положения при обкатке передачи на холостом ходу) в связи с изменением реактивных усилий в зацеплении.

Неравномерность распределения удельной нагрузки в зацеплении может быть в известной мере устранена специальными методами доводки зубьев. После непродолжительной (4—8 час.) работы передачи под полной нагрузкой должна производиться шабровка зубьев колеса и шестерни по натирам. Такую операцию следует повторять несколько раз, до достижения равномерных рабочих натилов на 80—90% длины зацепления.

Работа зубчатой передачи на загрязненном масле, содержащем песок, золу, угольную пыль, металлические частицы и т. п., вызывает значительный абразивный износ рабочих поверхностей зубьев.

На рис. 4 показана рабочая поверхность зуба в начальной стадии абразивного износа, характеризующейся образованием царапин различной

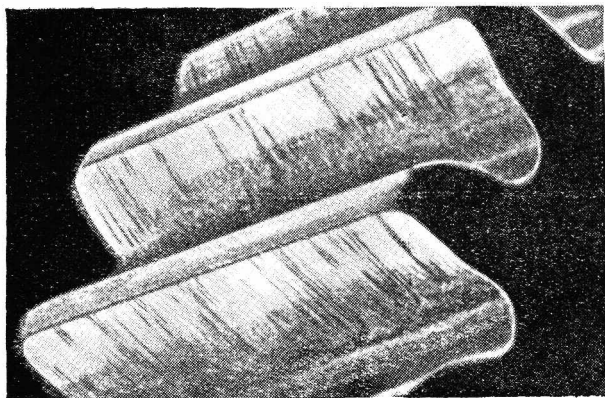


Рис. 4. Абразивный износ.

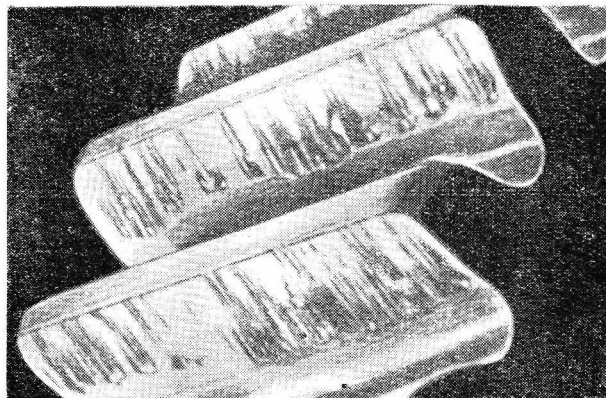


Рис. 5. Заедание.

глубины, ориентированных в направлении скольжения, перпендикулярно к длине зуба. Начавшееся разрушение поверхности зуба может быть приостановлено путем замены масла и тщательной зачистки имеющихся царапин и неровностей. Для открытой зубчатой передачи, как, например, в приводах углеразмольных мельниц, большое значение имеет отсутствие в окружающем воздухе пыли.

Износ, по внешнему виду сходный с абразивным, может иметь место также, если шестерня имеет зубья высокой твердости (например, прошедшие поверхностную закалку или цементацию), и притом с не вполне гладкой поверхностью, в то время как зубья колеса редуктора термически не обработаны и твердость их значительно ниже. При таких условиях зубья колеса могут получить заметный износ, прежде чем выступающие неровности на зубьях шестерни в достаточной мере приработаются.

Применение для смазки зубчатой передачи неудовлетворительного масла, а в некоторых случаях и перегрузка передачи могут вызывать заедание рабочих поверхностей зубьев, связанное с нарушением «сплошности» смазочной пленки. Возникающее при металлическом контакте сухое трение может вызвать столь значительные местные повышения температуры, что происходит сваривание мельчайших участков поверхности зубьев. Следствием этого являются отрыв частичек металла и образование глубоких борозд, идущих в направлении скольжения. В результате поверхность зуба приобретает вид, показанный на рис. 5. Заедание чаще происходит при незначительной твердости спаренных зубьев, если они работают при больших удельных нагрузках.

В быстроходных передачах не рекомендуется выполнять венцы колес из стали твердостью меньше $160 H_B$. Твердость шестерен должна быть больше твердости работающего в паре колеса на $60-80 H_B$.

Практикой установлено, что работа колес из стали твердостью ниже $160 H_B$ даже в условиях хорошей смазки сопровождается заеданием при самых незначительных нарушениях контакта.

Близким к заеданию по своей природе является *волоочение*, происходящее иногда даже при случайных, кратковременных нарушениях смазочной пленки. Если поверхностный слой зубьев имеет невысокий предел текучести, то

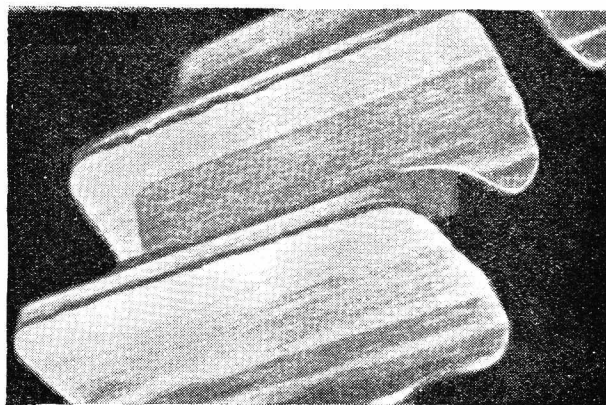


Рис. 6. Накатывание кромки.

возникающие в условиях отсутствия смазки значительные силы трения вызывают пластическую деформацию материала в направлении скольжения.

Поскольку скольжение направлено на зубьях ведущей шестерни от полюса, а ведомой — к полюсу, то в результате волочения образуются впадина у полюсной линии зубьев ведущей шестерни и «хребет» — у ведомой. Кроме пластической деформации, причиной образования хребта может быть вторичное приваривание у полюса частиц, оторванных перед этим от поверхности.

Другим видом пластической деформации поверхностного слоя зубьев при недостаточной твердости может быть *накатывание*, характеризующееся тем, что вдоль краев вершины зуба накатывается под действием тяжелой удельной нагрузки острая оттянутая кромка, как это показано на рис. 6. Накатанная кромка зуба создает опасность соскабливания смазочной пленки с зубьев парной шестерни и поэтому должна быть устранена шабровкой немедленно после обнаружения.

Для предупреждения накатывания кромки следует обязательно применять, после нарезки зубьев, ручную опиловку фаски вдоль краев вершины зуба, по шаблону.

Иногда наблюдается *пригорание* масла на контактных поверхностях зубьев. При недостаточном количестве масла, поступающего на зацепление сильно нагруженной передачи, и за-

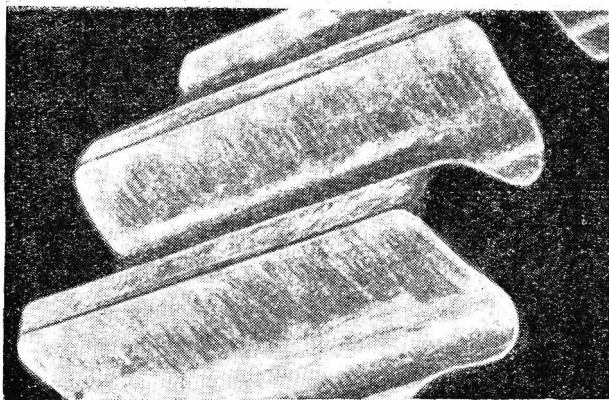


Рис. 7. Пригорание.

трудном отводе выделяющегося в результате трения тепла температура поверхности зубьев может значительно повыситься. Понятно, что при этом смазочные свойства масла сильно ухудшаются, трение увеличивается, и процесс повышения температуры идет нарастающим образом; происходит интенсивное испарение масла и пригорание его на поверхности зубьев (рис. 7).

Значительное повышение температуры поверхности зубьев может вызвать отпуск закаленного слоя и снижение его твердости.

Основными причинами образования трещин неусталостного происхождения на поверхности зубьев являются: дефекты материала, неудовлетворительная термообработка или цементация, неправильный режим шлифования, местные перенапряжения, обусловленные неточной установкой шестерен. Обычно трещины распространяются под острым углом к поверхности зуба, однако иногда встречаются трещины, направленные перпендикулярно к поверхности. Характер трещин представлен на рис. 8.

Причиной образования трещин этого типа при недостаточно вязком материале, например на цементированной поверхности червяка или в наклепанном слое зубьев червячного колеса, выполненного из фосфористой бронзы, может являться циклическое изменение температуры в поверхностном слое металла. Это явление особенно резко проявляется при неудовлетворительном качестве смазки (недостаточная вязкость) или плохо организованной ее подаче.

В некоторых случаях на цементованных или подвергнутых поверхностной закалке зубьях наблюдается отслаивание (рис. 9). Отслаивание происходит при тяжелых удельных нагрузках и малой толщине закаленного слоя, недостаточной для восприятия контактных напряжений в связи с тем, что максимальные напряжения сдвига возникают на некоторой глубине под поверхностью.

Отслаивание может быть обусловлено также непосредственно дефектами закаленного поверхностного слоя: шлаковые включения, чрезмерные внутренние напряжения, высокое содержание свободного цемента и т. п.

При неправильном профиле зубьев или недостаточном зазоре в зацеплении шестерен, имеющих невысокую твердость поверхности, может наблюдаться строгание кромкой вершины зуба ведущей шестерни боковой стороны, у осно-

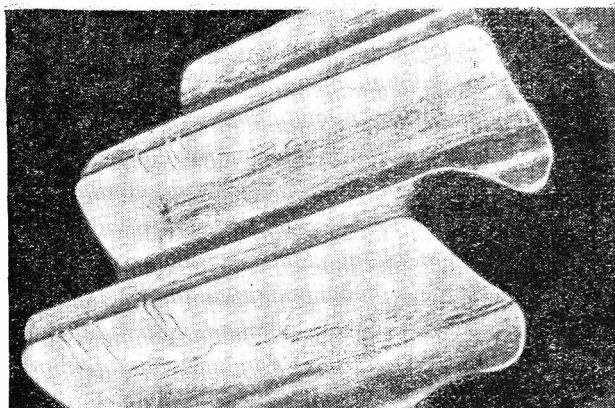


Рис. 8. Трещины.

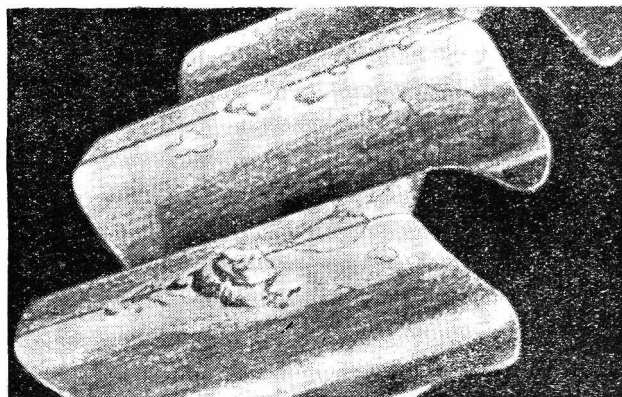


Рис. 9. Отслаивание.

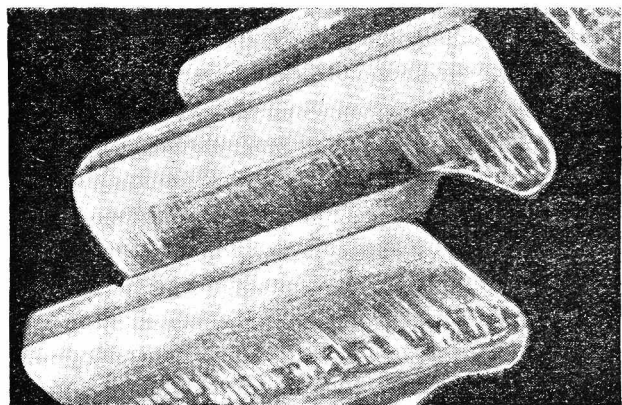


Рис. 10. Строгание.

вания ножки зуба ведомой шестерни. Этот вид повреждения показан на рис. 10.

Местные перенапряжения зубьев, резкие перегрузки, происходящие при неправильной эксплуатации механизмов, а в отдельных случаях и чрезмерные удельные нагрузки, допущенные при конструировании передачи, могут вызывать усталостные поломки зубьев.

Этот тип повреждения, показанный на рис. 11, сходен по внешнему виду с хрупким изломом материала; он характерен отсутствием пластической

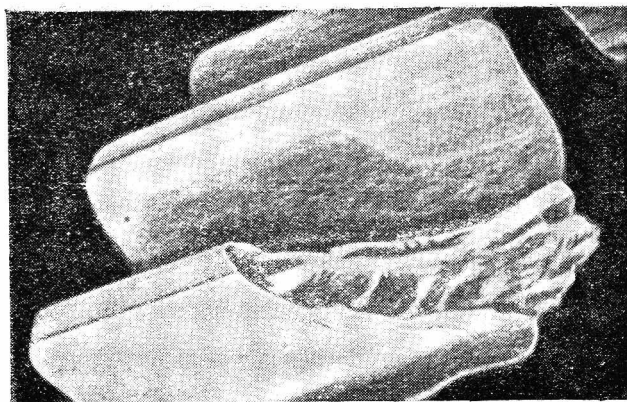


Рис. 11. Усталостная поломка.

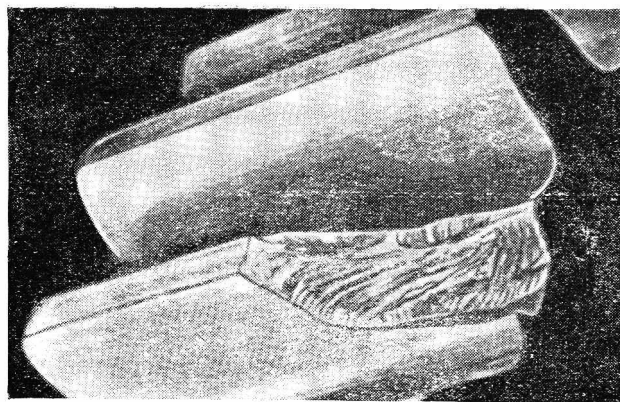


Рис. 12. Поломка от сверхнагрузки.

деформации (даже в том случае, когда шестерня изготовлена из материала с высоким относительным удлинением и зубья не подвергались закалке). При этом, однако, некоторая часть поверхности излома резко выделяется своей структурой, свидетельствующей о «силовой» поломке, происшедшей в последний момент разрушения зуба, после того как значительная часть сечения была уже ослаблена трещиной усталости (эта последняя часть характеризуется «притертой», фарфорообразной поверхностью).

Усталостные поломки зубьев чаще происходят при высокой твердости поверхностей зубьев обеих спаренных шестерен, превышающей $300 H_B$.

Если твердость поверхностного слоя хотя бы у одной из шестерен менее $250 H_B$ (что обычно имеет место в турбинных редукторах), местные перенапряжения, обусловленные неравномерным распределением нагрузки, будут вызывать пластическую деформацию металла до тех пор, пока контакт не распространится на большую площадь, достаточную для устранения опасных напряжений изгиба в сечении зуба.

Необходимо отметить, что при значительных перегрузках передачи и при ограниченном контакте по поверхности зуба с концевой стороны шестерни усталостные поломки могут происходить и при невысокой твердости поверхностного слоя зубьев. В этих условиях поломка происходит раньше, чем контакт распространится на достаточной длине. Такие случаи возможны при

значительной деформации кручения или изгибе шестерни, а также непараллельности осей шестерни.

Опасность усталостных поломок увеличивается при наличии рисок у основания ножки зуба или недостаточном радиусе выкружки, вызывающем концентрацию изгибающих напряжений.

В случае ударного воздействия тяжелой нагрузки, могущего произойти, например, при внезапном заклинивании приводимого передачей механизма, может происходить поломка зубьев от сверхнагрузки, как показано на рис. 12. Поскольку даже при закаленной или цементованной поверхности зубьев основной материал их находится в «вязком» состоянии, разрушение металла происходит под действием касательных напряжений (срез). Это находит свое отражение в характере излома, имеющего крупнокристаллическую структуру поверхности.

Учет всех факторов, влияющих на разрушение зубьев передачи и определяющих их долговечность, необходим для продления срока службы и повышения надежности работы передачи.

Изложенные в статье в систематизированной форме основные сведения о встречающихся в эксплуатации видах повреждений зубчатых передач поможет инженерно-техническим работникам электростанций, ремонтных и монтажных организаций правильно определять причины повреждений передач и предупреждать их повторение.



Исследование сварки труб пароперегревателей из стали сихромаль 7

Инж. Э. Д. Кузнецова и инж. В. С. Соколов

Для труб пароперегревателей применяются стали сихромаль 6 и сихромаль 7, которые рекомендуется сваривать газовой сваркой. Основной трудностью сварки этих сталей является их способность легко самозакаливаться, что приводит к увеличению твердости и хрупкости зоны влияния. Кроме того, рост зерен в процессе сварки приводит к развитию значительных напряжений и образованию трещин; окисление хрома и образование тугоплавких окислов затрудняет процесс сварки.

Сварочной лабораторией ЦИСМ Котлонадзора проведена работа по выбору метода и оптимального режима сварки для получения доброкачественного сварного соединения, отвечающего требованиям Котлонадзора в условиях работы при высоких температурах.

Исследования проводились на трубах перегревателей диаметром 45 × 35 мм из сихромали 7,

ние до 780—730° С дает полный распад твердого раствора, так как температуры порядка 730—780° С являются интервалом наименьшей устойчивости аустенита.

2. Нагрев до 880° С (температура полного отжига) снимает внутренние напряжения и уменьшает твердость.

Исходя из этого, были испытаны три варианта режимов последующей термообработки:

1) нагрев в печи до 950° С, выдержка 10 мин. при этой температуре; охлаждение до 780° С, выдержка 20 мин. и затем охлаждение с печью;

2) нагрев до 950° С, выдержка 20 мин. при этой температуре; охлаждение до 730° С, выдержка 30 мин. и охлаждение с печью;

3) нагрев до 880° С, выдержка 30 мин. при этой температуре и охлаждение с печью.

Из каждой сваренной трубы после снятия усиления (заподлицо с основным металлом) вы-

Таблица 1

Наименование	Химический состав, %								
	C	Cr	Al	Si	Mo	Mn	Ni	P	S
Труба	0,08	6,4	0,43	0,77	0,62	0,3	—	0,032	0,03
Хромистая проволока	0,08	15,85	—	0,40	—	0,39	0,72	0,02	0,022
Хромоникелевая проволока X18H9T	0,08	19,72	—	0,69	—	0,47	9,7	0,016	0,01
Хромоникелевая проволока X25H20	0,12	25,8	—	0,77	—	0,90	19,85	0,017	0,01

близкой по своим механическим качествам к сихромали 6. Химический состав стали труб и применяемого присадочного металла приведен в табл. 1. Механические свойства и структура труб в исходном состоянии и после термообработки приведены в табл. 2.

Для сварки кромка скашивалась под углом 35° с оставлением притупления в 1 мм. Отрезки труб сваривались встык с зазором 1—1,5 мм с предварительной прихваткой в трех точках.

Перед сваркой производился подогрев стыка до 200—250° С. После сварки и соответствующей термообработки образцы просвечивались гамма-лучами. Термообработка производилась в муфельной печи типа МП-2. Температура печи контролировалась термопарой.

При выборе режима термообработки исходили из следующих соображений:

1. Нагрев до 950° С (выше критической точки) дает полную перекристаллизацию металла, измельчение зерна и равномерное строение. Сниже-

Таблица 2

№ образ- цы	Состояние материала трубы	Предел проч- ности σ_B , кг. мм ²	Угол затяга	Микроструктура и твердость по Бринеллю
1	Исходное,	52,4	54,2	180° 180° 180° Феррит + пер- лит, 124 ед.
2	без термо-	50,4		
3	обработки	60		
4	Нагрев до	47,4	49,0	180° 180° 180° Феррит + пер- лит, 122 ед.
5	950° С, выдержка	50,5		
6	10 мин., охлажде- ние до 780° С, выдержка 30 мин. и охлаждение с печью	49,2		
7	Нагрев до	49,4	48,5	180° 180° 180° Феррит + пер- лит, 120 ед.
8	880° С, выдержка	49,6		
9	30 мин. и охлаж- дение с печью	46,6		

резалось 3 образца для испытаний на загиб, 3 образца для испытаний на разрыв и 1 шлиф для металлографического анализа.

Газовая сварка

После предварительных экспериментов со сваркой различными присадочными материалами остановились на хромистой, хромо-никелевой проволоке и прутках из материала трубы (за немением сихромалевоы проволоки); эти присадочные материалы давали наиболее плотные швы.

Применение флюсов не дало положительных результатов, а только усложняло процесс сварки и приводило к пористости шва, вследствие чего в дальнейшем отказались от его применения. Перед сваркой производился подогрев стыка приблизительно до 200—250° С (на расстоянии 30—40 мм от края шва в каждую сторону). Сварка выполнялась горелкой с наконечником № 3 или 4 строго нейтральным пламенем. В процессе сварки конец присадочной проволоки находился в расплавленном металле ванночки и им помешивали для удаления окислов и шлаков, что очень

Таблица 3

№ образцов	Присадочный материал	Режим охлаждения последующей термобработки	Результаты механических испытаний (среднее значение)		Микроструктура		
			Угол загиба	Прочность σ_B , кг/мм ²	Основной металл	Переход и зона влияния	Наплавленный металл
1—7	Синхромаль диаметром 3 мм	Охлаждение в песке	16°	16,4	Феррит+перлит	Переход резкий, в зоне влияния видманшtedт (рис. 1)	Троосто-сорбит
19	То же	Охлаждение в песке, нагрев до 950° С, выдержка 20 мин.; охлаждение до 730° С, выдержка 1 час и охлаждение с печью	136°	44	Крупные зерна феррита+перлита по границам зерен	Переход плавный, в зоне влияния феррит+перлит (рис. 2)	Феррит+перлит по границам зерен
1—6	То же	Охлаждение в песке, нагрев до 880° С, выдержка 30 мин. и охлаждение с печью	170°	41,2	Феррит+сорбитообразный перлит	Переход плавный, зона влияния сходна с основным	Сорбитообразный перлит с выделением феррита
16	Хромистая сталь диаметром 4 мм	Охлаждение в песке	9°	—	Феррит+перлит	Переход резкий, в зоне влияния видманшtedт	Мартенсит+троосто-сорбит, местами свободный феррит
20	То же	Охлаждение в песке, нагрев до 950° С, выдержка 15 мин.; охлаждение с печью до 730° С, выдержка 1 час и охлаждение с печью	87°	44,9	Крупные зерна феррита+сорбитообразный перлит по границам зерен и внутри их	Переход резкий, в зоне влияния феррит+сорбитообразный перлит	Сорбитообразный перлит+феррит
27	То же	Охлаждение в песке, нагрев до 830° С, выдержка 30 мин. и охлаждение с печью	173°	37	Феррит+перлит	Переход резкий, зона влияния сходна со структурой основного металла	1-й слой—троосто-сорбит+феррит; 2-й слой—мартенсит
26	X18H9T	Охлаждение в песке, нагрев до 950° С, выдержка 15 мин.; охлаждение до 730° С, выдержка 1 час и охлаждение с печью	171°	41,7	Феррит+перлит	Переход резкий, зона влияния сходна со структурой основного металла	Полиэдры аустенита
23	То же	Охлаждение в песке, нагрев до 880° С; выдержка 30 мин. и охлаждение с печью	62,5°	54,5	Феррит+пластинчатый перлит	Переход резкий, в зоне влияния феррит+пластинчатый перлит со склонностью к видманшtedту	Полиэдры аустенита

Примечание. Значения угла загиба и прочности — средние для трех, пяти образцов; значения твердости — средние для трех, пяти точек.

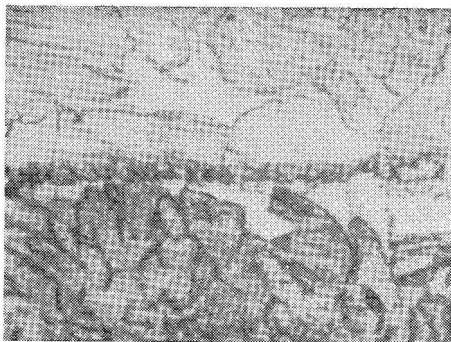


Рис. 1.

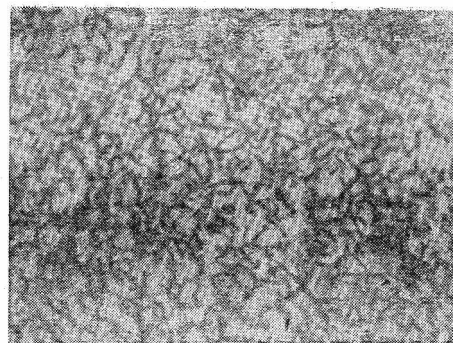
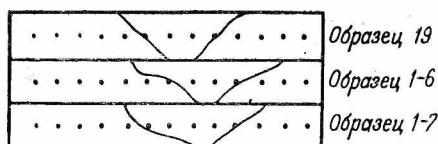
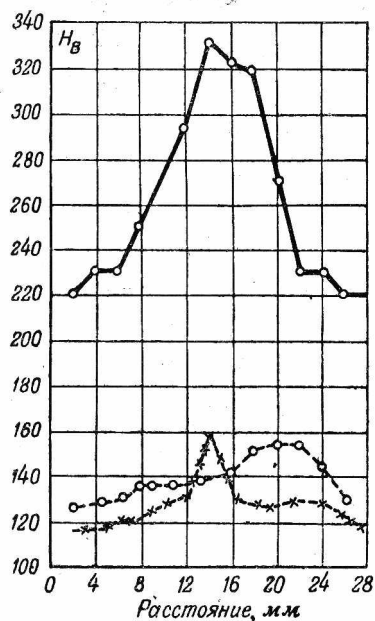


Рис. 2.

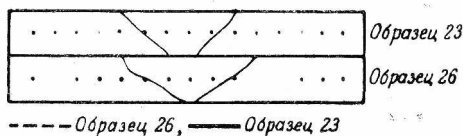
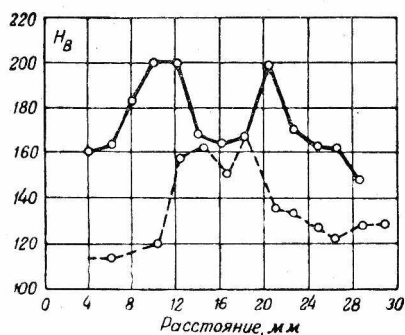
важно для этих труб. В случае сварки двумя слоями после наплавки первого слоя тщательно очищалась его поверхность и только после этого, не допуская охлаждения стыка ниже 200°C , производилась наплавка второго слоя. В процессе

сварки не допускали перерыва в работе, а в случае вынужденного перерыва стык подогревался вновь до $200\text{--}250^{\circ}\text{C}$. Охлаждение стыка после сварки — замедленное (в песке).

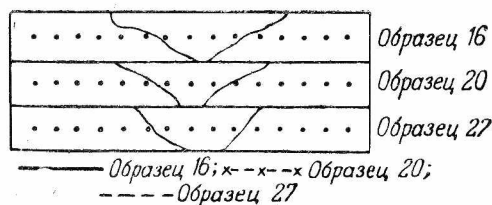
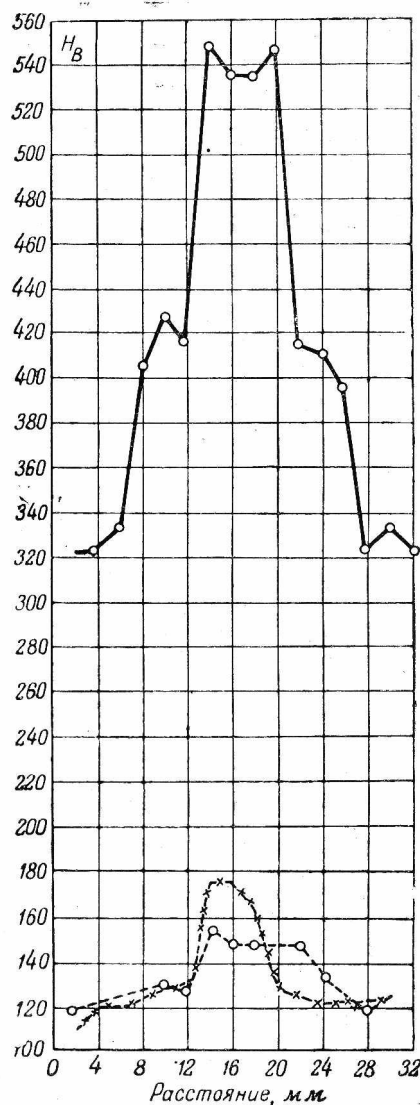
После сварки производилась термообработка, так как образцы без термообработки дали низ-



—x—x—x Образец 19; — — — Образец 1-6;
— Образец 1-7



— — — Образец 26, — Образец 23



— Образец 16; —x—x—x Образец 20;
— — — Образец 27

Рис. 3.

кие механические качества и плохую структуру (максимальный угол загиба 10° , твердость наплавки 305 единиц по Бринеллю), в структуре зоны влияния троосто-сорбит с видманшtedтовой ориентацией и резкий переход от основного металла к наплавленному (рис. 1).

Из всех режимов термообработки, как видно из табл. 3, наилучшие результаты дал режим отжига с нагревом до 950°C . Образцы, сваренные присадочной проволокой из сихромалея (вернее прутками из материала трубы), дали угол загиба при этом режиме термообработки от 136 до 180° ; образцы, сваренные проволокой X18H9T, — угол 170° и соответственно невысокие твердость и прочность, аналогичные основному металлу.

В структуре этих образцов не обнаружено мартенсита, троосто-сорбита и видманшtedта (рис. 2). Несколько худшие, но вполне приемлемые результаты дал режим термообработки с нагревом до 880°C — для образцов, сваренных сихромалевой проволокой.

Для образцов, сваренных проволокой X18H9T, этот режим термообработки дал плохие показатели по углу загиба (максимальный угол загиба 65°) и сравнительно высокую твердость в зоне влияния (201 единица по Бринеллю). Радиографирование всех труб показало провар и плотный шов.

Наиболее характерные результаты испытаний приведены в табл. 3, а кривые твердости — на рис. 3.

Приведенные данные дают возможность сделать следующие выводы. Сихромалевые трубы с наружным диаметром 45 мм и толщиной стенки 5 мм можно сваривать газовой сваркой с обязательным предварительным подогревом до $200\text{—}250^\circ\text{C}$ с присадочной проволокой, аналогичной по составу основному металлу трубы, а также хромоникелевой проволокой X18H9T.

После сварки стыки на ширину не менее тройной ширины шва должны быть подвергнуты последующей термообработке по следующим режимам:

1. Нагрев до 950°C , выдержка при этой температуре от 10 до 20 мин., снижение температуры до $780\text{—}730^\circ\text{C}$, выдержка от 20 до 60 мин. и последующее медленное охлаждение с печью. Образцы, сваренные проволокой того же состава, что и труба, могут быть также подвергнуты более упрощенной термообработке.

2. Нагрев до 880°C , выдержка при этой температуре 30 мин. и медленное охлаждение с печью.

Электродуговая сварка

По литературным данным дуговая сварка сихромалевых труб не рекомендуется. Сварку опытных образцов производили хромо-никелевыми электродами X18H9T с обмазками ЦЛ-3М и ЭНТУ и хромистыми электродами с обмазкой НЗЛ.

Электроды ЭНТУ и ЦЛ-3М были получены с электродного завода. Обмазка НЗЛ наносилась в лаборатории методом окунания, с последующим прокаливанием в печи при температуре 200°C .

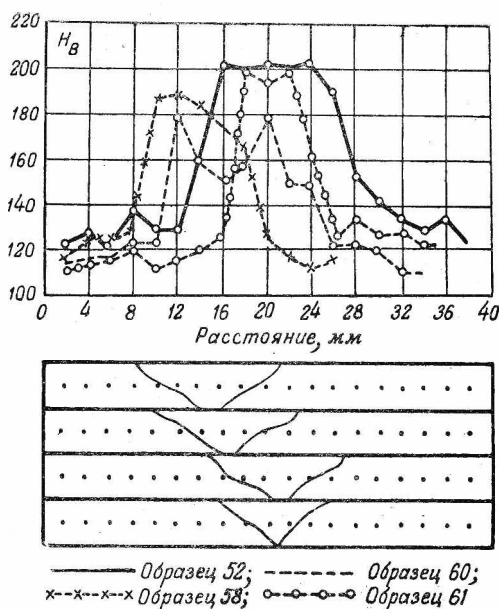


Рис. 4.

Сварка производилась машиной постоянного тока СУГ-2Б $130\text{—}150\text{ а}$, при обратной полярности, электродами диаметром 3 и 4 мм . Каждая труба прихватывалась в трех точках с оставлением зазора в 1 мм (и притуплением в 1 мм). Стыки перед сваркой нагревались до $200\text{—}250^\circ\text{C}$. Сварка производилась в два слоя.

После окончания сварки швы просвечивались гамма-лучами через две стенки. Радиографирование показало хороший провар и плотный шов во всех образцах, за исключением сваренных хромистыми электродами.

Результаты механических и металлографических испытаний приведены в табл. 4. Electrodes с обмазкой ЭНТУ дали при прочих равных условиях худшие результаты, чем электроды с обмазкой ЦЛ-3М — угол загиба трех образцов, сваренных электродами с обмазкой ЭНТУ, равен в среднем 83° , а у образцов ЦЛ-3М — 159° (при одинаковых режимах последующей термообработки) и соответственно твердость первых выше, чем вторых. Electrodes из хромистой проволоки с обмазкой НЗЛ дали наихудшие показатели.

После сварки производилась термообработка, так как твердость наплавленного металла и зоны влияния была настолько высокой, что не было возможности произвести механическую обработку образцов.

Приведенные в табл. 4 данные показывают, что как режим термообработки с нагревом до 950°C , так и режим термообработки с нагревом до 880°C дают одинаково хорошие показатели по углу загиба ($150\text{—}180^\circ$); предел прочности также примерно одинаков. У большей части образцов, как видно из этой таблицы, разрыв произошел по основному металлу.

Из данных измерения твердостей видно, что максимальные твердости начинаются в зоне влияния и почти не превышают твердости исходного материала при тех же режимах термообработки (рис. 4). Результаты исследования микроструктур также не дают большой разницы в режимах термообработки (см. табл. 4).

№ образца	Электрод	Режим охлаждения и последующей термообработки	Результаты механических испытаний (среднее значение)		Микроструктура		
			Угол загиба	Прочность σ_B , кг/мм ²	Основной металл	Переход и зона влияния	Наплавленный металл
52	ОХ18Н9Т, обмазка ЭНТУ, диаметр 4 мм	Нагрев до 880°С, выдержка 30 мин. и охлаждение с печью	83°	57,4	Феррит + перлит	Переход резкий, в зоне влияния феррит + перлит	Полиэдры аустенита, местами распавшиеся
60	ОХ18Н9Т, обмазка ЦЛ-3М, диаметр 3 мм	Нагрев до 950°С, выдержка 10 мин.; охлаждение до 780°С, выдержка 30 мин. и охлаждение с печью	171°	43,4	Феррит + перлит	Переход резкий, в зоне влияния феррит + перлит	Полиэдры аустенита, местами распавшиеся, мелкие карбиды по границам зерен
61	То же	Нагрев до 880°С, выдержка 30 мин. и охлаждение с печью	159°	43,5	Феррит + перлит	Переход резкий, в зоне влияния шва пластинчатый перлит + деформированные зерна феррита	Полиэдры аустенита, местами распавшиеся
53	Хромистая проволока, обмазка НЗЛ, диаметр 4 мм	Нагрев до 950°С, выдержка 10 мин.; охлаждение до 780°С, выдержка 30 мин. и охлаждение с печью	52°	42,1; 27,8	Феррит + перлит	Переход резкий, в зоне влияния шва феррит + перлит	Сорбитообразный перлит + феррит

Таким образом, опыты показали, что сихромалевые трубы с толщиной стенки 5 мм можно сваривать постоянным током при обратной полярности хромоникелевыми электродами с обмазкой ЦЛ-3М с обязательным предварительным подогревом до 200—250°С и последующей термообработкой стыка по одному из двух режимов:

1) нагрев до 950°С, выдержка 10—20 мин. при этой температуре, охлаждение до 780°С, выдержка 20—30 мин. и последующее охлаждение с печью;

2) нагрев до 880°С, выдержка 30 мин. при этой же температуре и медленное охлаждение с печью.



Такелажная схема при монтаже котла в последней ячейке закрытой котельной

Инж. Я. З. Рывкин

На тэц Мосэнерго в последней ячейке закрытой котельной, рядом с эксплуатируемыми котлами, в сжатые сроки предстояло смонтировать прямоточный котел высокого давления типа 51-СП-220/100. Строительная организация запаздывала с возведением фундамента под котел и с устройством пола зольного помещения.

При монтаже котла в последней ячейке, в условиях отставания работ по сооружению фундамента под котел, обычная практика сборки блоков каркаса котла на собственном фундаменте и вблизи него неприменима.

Через оставленный в торцевой стене котельной проем шириной 4,56 м (по ширине в свету между двумя соседними колоннами стены) не проходили основные блоки котла, а на расширение проема путем удаления нижней части одной из колонн, ограничивающих проем, с передачей

ее нагрузки на соседнюю колонну строительство не согласилось, считая подобное решение в данном случае сложным¹. Тем самым практически исключалась возможность сборки блоков и на сборочной площадке, расположенной вне котельной.

Поэтому нужно было либо ждать со сборкой блоков до окончания работ по фундаменту котла и по зольному полу, либо отказаться вообще от блочной сборки. Между тем только применением блочной сборки, позволяющей задолго до готовности фундамента под котел приступить к сборочным работам, можно было решить поставленную задачу монтажа котла в сжатые сроки.

¹ Местд расширения монтажного проема описан инж. С. П. Гончарским (см. „Электрические станции“, № 1, 1949 г.).

Характеристика блоков котла 51-СП-220/100 и способ их подачи

Наименование блоков	Количество	Вес, т		Способ подачи в котельную	Наименование блоков	Количество	Вес, т		Способ подачи в котельную
		одного блока	общий				одного блока	общий	
Фронтальная стенка каркаса радиационной части котла	1	17,8	17,8	Повернутая на ребро железнодорожным кра-ном	Рамы под воздухоподогреватели 1-й и 2-й ступени	2	3,6	7,2	Повернутые на ребро железнодорожным кра-ном
Задняя стенка каркаса радиационной части котла	1	11,6	11,6		Шлаковые бункеры	2	1,7	3,4	
Бсковые стенки каркаса радиационной части котла	2	8,6	17,2	То же	Шлаковая шахта	2	5,0	10,0	
Передняя стенка каркаса конвективной части котла	1	13,2	13,2	Повернутая на ребро тремя полиспастами	Переходные коробки воздухоподогревателей 1-й и 2-й ступени	4	—	12,5	На железнодорожной платформе
Задняя стенка каркаса конвективной части котла	1	13,2	13,2		Секции воздухоподогревателя 1-й ступени	8	9,2	73,6	
Щиты холодной воронки	2	4,4	8,8	Повернутые на ребро железнодорожным кра-ном	Секции воздухоподогревателя 2-й ступени	8	5,0	40,0	То же
					Пакеты водяного экономайзера	3	15,2	45,6	То же
					Пакеты нижней части переходной зоны	3	15,8	47,4	То же
					Пакеты верхней части переходной зоны	2	13,6	27,2	То же
					Заводские блоки нижней радиационной поверхности нагрева	—	—	62,0	То же
					Заводские блоки верхней радиационной поверхности нагрева	—	—	34,1	То же
					Потолочный экран	—	—	32,0	То же

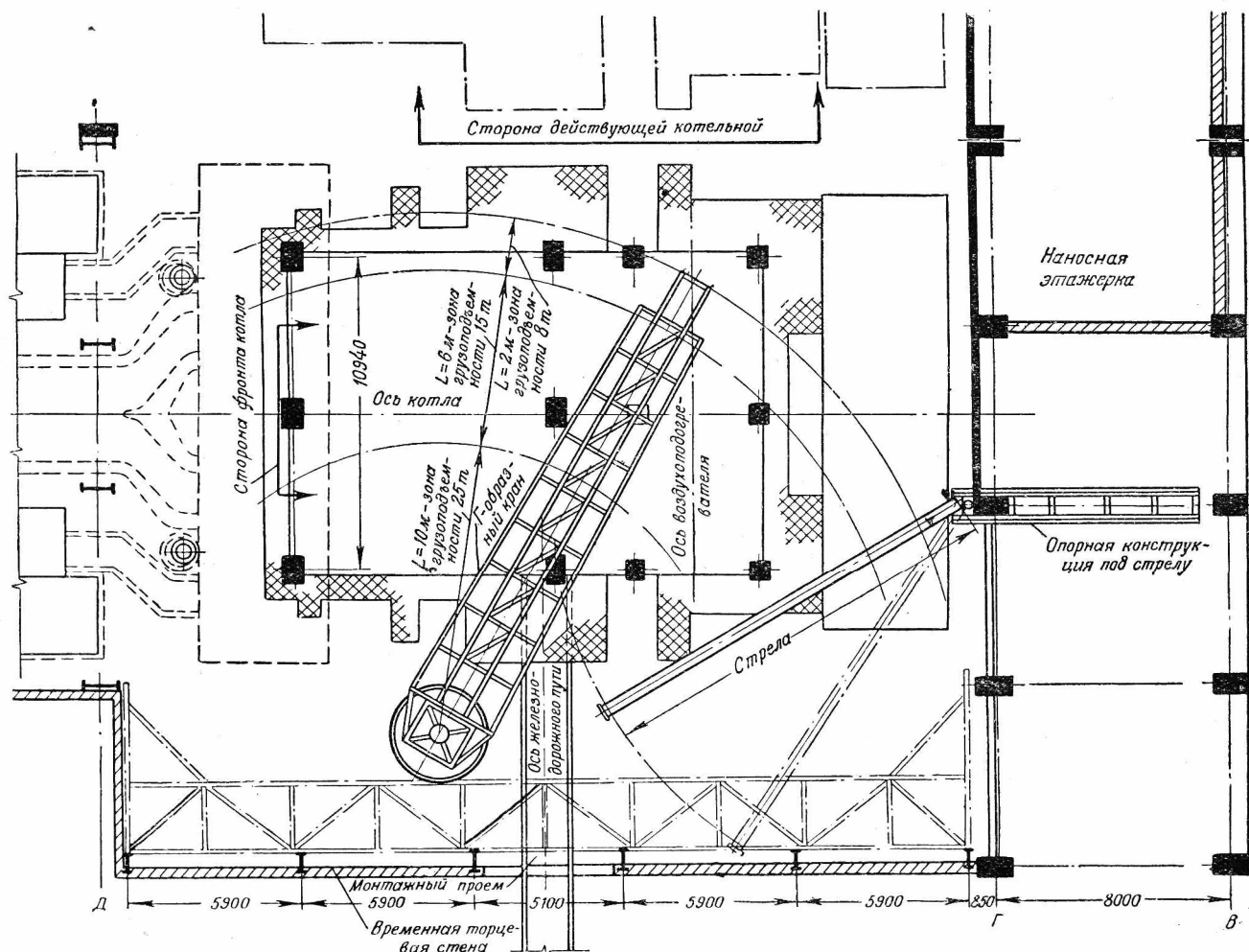
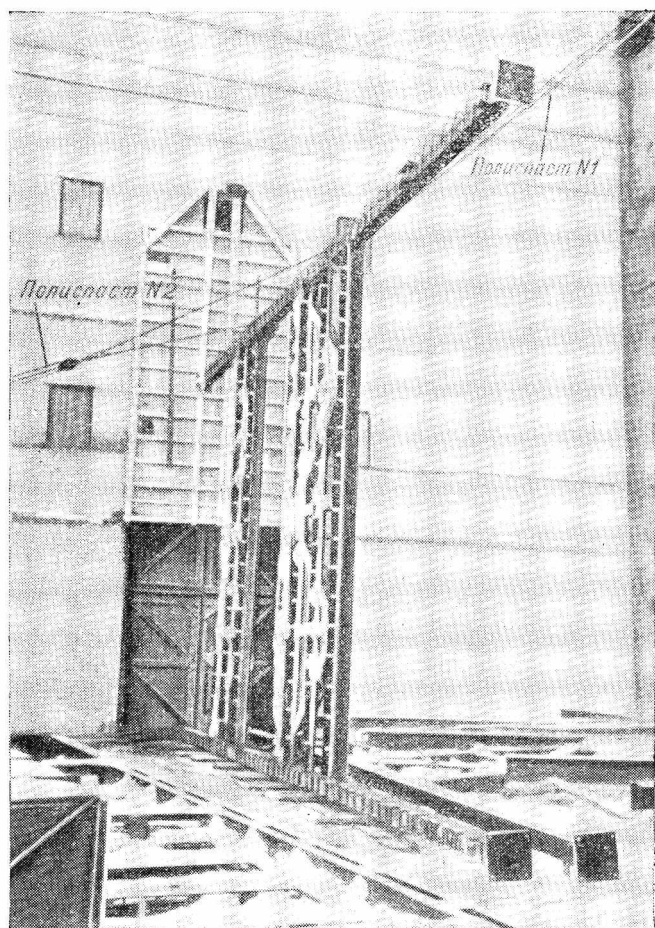
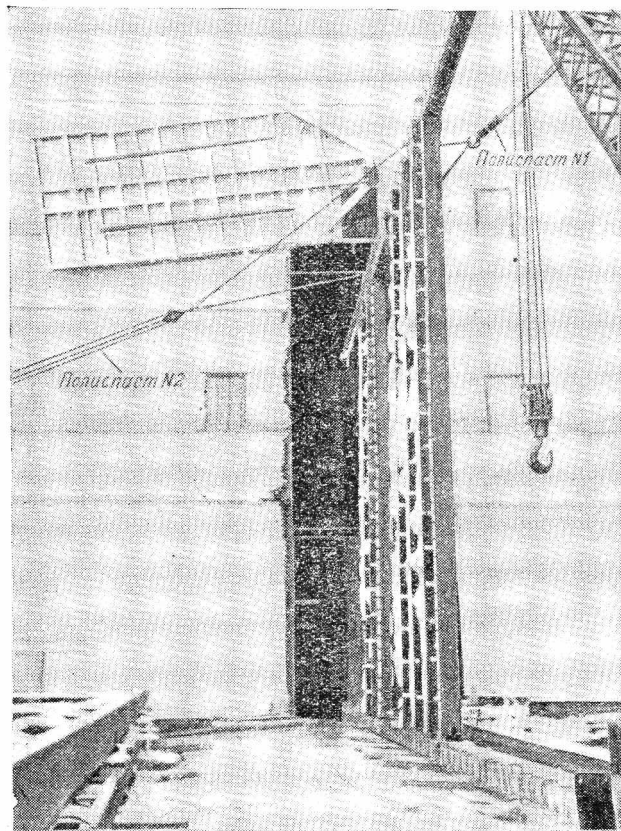


Рис. 1. Расстановка грузоподъемных механизмов в котельной.



а)



б)

Рис. 2. Монтажный проем, закрытый щитом (а) и с поднятым щитом (б).

Автор предложил и осуществил такелажную схему сборки, при которой блочный монтаж в данных условиях не только стал возможным, но и рациональным (см. таблицу).

Монтажный проем был увеличен в высоту до размера, позволяющего подавать в котельную поставленные на ребро блоки. Такое увеличение проема оказалось крайне простым и свелось к разборке части кирпичной кладки над существующим проемом.

Исходя из того, что блоки каркаса котла предстояло подавать в котельную в повернутом и удерживаемом на ребро положении, было решено собирать их в непосредственной близости к торцу котельной.

Из-за ограниченности места для сборочных площадок сборка блоков производилась одного над другим в 2 и 3 яруса. Взаимное же положение блоков на площадке и в ярусе определялось, исходя из принятой очередности установки их на фундаменте.

Как видно из рис. 1, в котельной установлен 25-тонный Г-образный кран и 15-тонная монтажная стрела. Кран установлен между котлом и торцевой стенкой котельной и немного сдвинут к фронту котла.

Стрела установлена на стене насосной этажерки с задней стороны котла. Кран со стрелой имеют возможность работать в паре, что требовалось при подъеме и установке тяжелых громоздких блоков. После установки блоков каркаса котла кран и стрела работали преимущественно раздельно: кран обслуживал монтаж радиационной части котла, стрела — монтаж конвективной части. По отношению к монтажному проему кран был установлен так, что он мог поднимать на минимальном вылете блоки, едва заведенные в котельную через проем.

На площадке, для поворота на ребро и подачи в котельную блоков, применялся железнодорожный паровой кран грузоподъемностью 20 т.

Два блока каркаса конвективной части были собраны вне зоны обслуживания железнодорожного крана, вследствие чего они были поставлены на ребро и заведены в котельную с помощью трех полиспастов.

Над воротами во временной торцевой стене котельной была разобрана кладка и убраны связи на 15 м вверх. Таким образом, был создан проем шириной в свету 4,58 м и высотой 15 м.

В зимнее время по условиям эксплуатации котельной монтажный проем не мог быть оставлен открытым. Не представлялось возможным устроить и непомерно высокие ворота, которые бы легко и надежно закрывались и открывались. В связи с этим строительство приняло решение снабдить проем над воротами подвесным поворотным щитом.

В опущенном состоянии щит плотно перекрывает проем (рис. 2,а). При повертывании щита помощью троса и ручной лебедки на 80—90° вокруг расположенной наверху оси проем (рис. 2,б) открывался только на время, необходимое для пропуска блоков.

Монтаж каркаса начался с установки блоков каркаса конвективной части. Эти блоки, как от-

мечалось выше, подавались в котельную установленными на ребро помощью трех полиспастов. Под одну сторону каркасной стенки подводились катки; вторая ее сторона застропливалась за крюк полиспаста № 1, подвешенного к верхним конструкциям стены машинного зала (рис. 2). Полиспастом № 1 каркасная стенка поворачивалась на 70—75° к горизонту. Полиспаст № 2 завершал поворот стенки. Таким образом, помощью двух полиспастов стенка была поставлена и удерживалась в вертикальном положении — два полиспаста превратились в своего рода расчалки. Оба полиспаста были расположены симметрично по отношению к стенке. Третий полиспаст, закрепленный за фундамент котла, был ходовым — им стенка подавалась в котельную. При этом равномерно ослаблялись полиспасты № 1 и 2.

Как только стенка была заведена своей передней частью в котельную, она была застроплена за крюк Г-образного крана и после расстропки указанных выше полиспастов была расконтрована и установлена на место.

Точно таким же образом была заведена в котельную и установлена передняя стенка каркаса конвективной части. Остальные четыре блока каркаса и другие блоки металлоконструкции котла были поданы в котельную железнодорожным краном. Стенки каркаса ставились на ребро помощью крана, который затем отрывал их от земли и в поднятом положении собственным ходом подавал в котельную (рис. 3).

Работу по транспортировке и установке блоков каркаса котла выполняла бригада из 7 чел. На всю работу по подаче, установке и временному закреплению блока бригада тратила при подаче полиспастами 10 час., а при подаче краном — 6 час. Через проем стенка проводилась за 30—50 мин. За 6 дней при односменной работе были установлены все 6 блоков каркаса котла.

Весь каркас котла был смонтирован, выверен и сдан под заливку за 19 смен. Одновременно были смонтированы нижняя часть воздухоподогревателя и щиты холодной воронки, что открыло широкий фронт для монтажа поверхности нагрева как конвективной, так и радиационной частей котла — самой трудоемкой работы в монтаже прямоточного котла.

Единичные примеры подачи в котельную тяжелых и громоздких блоков в повернутом на ребро положении были известны и раньше², но такой метод считался сложным, и его избегали даже тогда, когда при его применении задача

² Н. С. Воскобойник и А. И. Михайловцев, Опыт подачи крупных блоков в вертикальном положении, «Электрические станции», № 2, 1948 г.

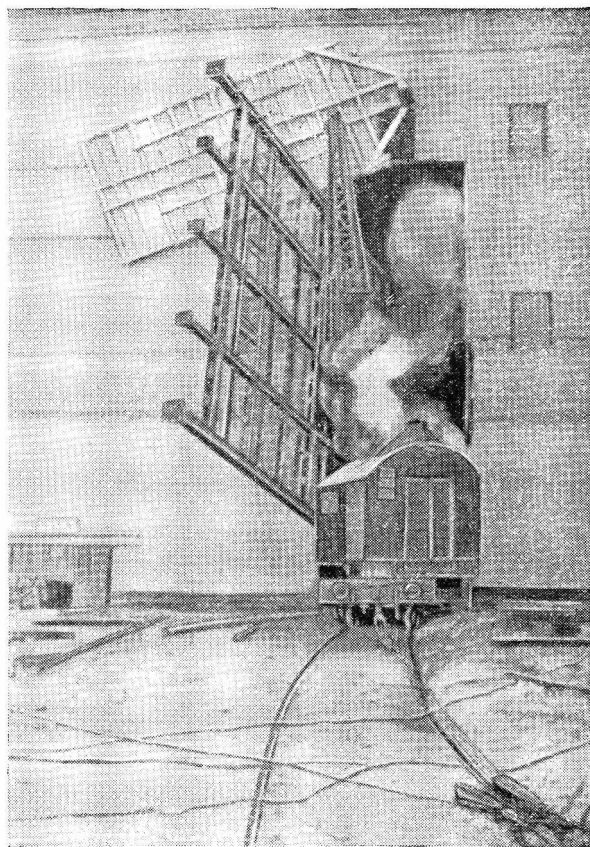


Рис. 3. Подача стенки каркаса в котельную

в целом решалась самым простым и рациональным образом.

Опыт массовой подачи через узкий монтажный проем громоздких блоков в повернутом на ребро положении показал, что этот метод достаточно прост и надежен.

Хотя в описываемом случае часть блоков подавалась через проем одними полиспастами, без крана и в зимнее время, когда монтажный проем долго держать открытым не разрешалось, вся работа несмотря на некоторую спешку прошла нормально. Следует подчеркнуть, что такелажная бригада, производившая работы, состояла из одного бригадира-такелажника и 5—6 молодых рабочих 3-го и 4-го разрядов.

В реальных условиях строительства из-за несвоевременной подачи паровозов транспортировка в котельную блоков, погруженных на платформы, отнимает обычно не меньше времени, чем по предложенному способу.

Следует рекомендовать к применению описанную такелажную схему в тех случаях, когда требуется монтировать котел в закрытой котельной при недостаточных размерах монтажного проема.



Выбор воздухоохладителей спирального типа

Инж. Ю. И. Азбукин

Большинство турбогенераторов с замкнутым циклом вентиляции, установленных на электростанциях Министерства электростанций, снабжено воздухоохладителями шайбового или ленточного типов. Практикой эксплуатации многих станций установлено, что в летние месяцы, когда температура охлаждающей воды повышается, нагрузка генераторов, оборудованных указанными охладителями, ограничивается их недостаточной охлаждающей способностью.

Единственной радикальной мерой, обеспечивающей оптимальный температурный баланс циркулирующего через генератор воздуха, является реконструкция воздухоохладительного устройства путем замены старых охладителей новыми, более эффективными. Такими являются охладители спирального типа, изготавливаемые Троицким электромеханическим заводом Главэнергозапчасти по проектам Союзэнергоремонта. Активная часть этих охладителей состоит из круглых латунных луженых трубок диаметром 17/19 мм с толщиной стенок 1 мм. Этот размер трубок теперь принят как стандартный на всех машиностроительных заводах, изготавливающих воздухоохладители. На каждую трубку охладителя по всей ее активной длине навита медная проволоочная спираль эллиптической формы, припаянная к трубке проволокой и тщательно припаянная для получения качественного теплового контакта.

Проведенными испытаниями установлено, что охладители такой конструкции, смонтированные на ряде машин и выполненные по габаритным размерам старых секций, обеспечивают нормальную температуру охлажденного воздуха, входящего в генератор (35° С) при температуре охлаждающей воды до 30° С.

Заводом выпущено несколько типов охладителей разных габаритов, предназначенных для установки на генераторах различных мощностей. Основные расчетные параметры и конструктивные размеры некоторых из них приведены в таблице на стр. 26—27*.

В целях унификации выпускаемых заводом типов охладителей следует в дальнейшем при

* В таблице не указаны воздухоохладители типа „ВО“, также изготавливаемые Троицким заводом по чертежам завода „Электросила“. Основные данные этих охладителей приведены в техническом справочнике завода „Электросила“ „Турбогенераторы серии Т-2“ (вып. Ленинград, 1945 г.).

проведении реконструкций воздухоохладительных устройств избегать проектирования специальных секций, стараясь применять по возможности охладители, разработанные ранее заводом (см. таблицу), даже если это и связано с некоторыми конструктивными переделками воздухопроводных камер, уплотнений, армирования ниш и пр.

Такой выбор нового охладителя из числа разработанных типов может быть в ряде случаев произведен в следующем порядке:

1. Испытание старого воздухоохладителя.
2. Выбор нового воздухоохладителя по габаритным размерам его секций в соответствии с размерами существующей ниши фундамента, используемой для его установки.
3. Проверочный расчет нового воздухоохладителя.

Испытание старого воздухоохладителя

Испытание старого воздухоохладителя производится для определения основных расчетных параметров, являющихся исходными данными при выборе нового воздухоохладителя. При этом определяются следующие параметры:

- 1) суммарные потери, отводимые охладителем при работе генератора с номинальными параметрами;
- 2) расход воздуха через охладитель и его аэродинамическое сопротивление;
- 3) расход воды через охладитель и его гидравлическое сопротивление.

При определении расхода воздуха чашечным анемометром расход определяется как произведение средней скорости воздуха на сечение, полученное обмером.

Для измерения выбирается прямолинейный участок воздухопровода, по возможности удаленный от поворотов и резких изменений сечений струи. Во избежание ошибок, могущих возникнуть за счет завихрений и искажений воздушной струи, измерение скорости воздуха необходимо производить по участкам, в различных точках выбранного сечения, по возможности дублируя замеры.

В последующие расчеты вводится расход воздуха ($m^3/сек$), приведенный к температуре 15° С

(Q_a), получаемый пересчетом измеренной величины по следующей формуле:

$$Q_a = \frac{273 + 15}{273 + t_a} Q'_a, \quad (1)$$

где Q'_a — фактически замеренный расход воздуха, $\text{м}^3/\text{сек}$;

t_a — температура воздуха при измерении его расхода, $^{\circ}\text{C}$.

Сопротивление охладителя по воздуху определяется U-образной трубкой или тягомером в миллиметрах водяного столба.

В зависимости от конфигурации воздухопроводной камеры производится или непосредственное измерение перепада воздушного давления между камерами горячего и холодного воздуха, или сопротивление охладителя вычисляется как разность давлений в этих камерах по отношению к наружной атмосфере.

Для определения величины потерь, отводимых охладителем, необходимо измерять температуру воздуха непосредственно на входе и на выходе его из охладителя несколькими термометрами, равномерно расположенными по проходному сечению секций. Перед этим испытанием генератор должен работать с нормальными параметрами при установившемся тепловом режиме.

Величина потерь (квт), отводимых охладителем P_k , подсчитывается по формуле

$$P_k = 1,12 \cdot Q_a (t_{az} - t_{ax}), \quad (2)$$

где Q_a — приведенный расход воздуха, подсчитанный по формуле (1);

t_{az} — средняя измеренная температура воздуха при входе его в охладитель, $^{\circ}\text{C}$;

t_{ax} — средняя измеренная температура воздуха после выхода его из охладителя, $^{\circ}\text{C}$.

Измерение гидравлического сопротивления охладителя производится при нормально открытых задвижках трубопровода ртутным дифманометром, включенным в напорный и сливной патрубки охладителя.

Расход воды ($\text{м}^3/\text{час}$) может быть вычислен из условия теплового баланса воздухоохладителя по воздуху и по воде по формуле

$$Q_w = 0,96 \cdot Q_a \frac{t_{az} - t_{ax}}{t_{wz} - t_{wx}},$$

где Q_a — расход воздуха через охладитель, $\text{м}^3/\text{сек}$;

t_{wz} — температура воды, измеренная непосредственно после выхода ее из воздухоохладителя, $^{\circ}\text{C}$;

t_{wx} — температура воды, измеренная непосредственно перед входом ее в охладитель, $^{\circ}\text{C}$.

При наличии паспортных данных генератора или протоколов старых испытаний все данные, полученные проведенными испытаниями, должны быть с ними сопоставлены. При отсутствии исполнительных чертежей необходимо также в процессе испытания снять эскизы старого воздухоохладителя, фундаментной ниши и прилегающей части воздухопроводной камеры.

Выбор нового воздухоохладителя

Выбор нового воздухоохладителя производится по габаритным размерам его секций в соответствии с размерами существующей ниши фундамента, используемой для его установки. В случае, если при выборе воздухоохладителя не удастся подобрать секций, совпадающих по габаритным размерам с секциями старого охладителя, вопрос решается в зависимости от объема переделок воздухопроводной камеры и уплотнений, необходимых для установки выбранных секций.

Проверочный расчет нового воздухоохладителя

После выбора новых секций по габаритным и установочным размерам на основании их конструктивных данных, приведенных в таблице, и расчетных параметров, полученных из испытания, проводится проверочный расчет выбранного воздухоохладителя. Расчет окончательно устанавливается соответствие предварительно выбранного охладителя поставленным техническим условиям.

Ниже приводится методика такого расчета, иллюстрированная числовым примером, для которого взят случай проверки возможности применения воздухоохладителя (см. таблицу, первая строка) для генератора 4 000 квт , 3 000 об/мин, установленного на одной из наших электростанций. Определяются следующие величины:

1. Скорость воздушного потока в активном слое охладителя:

$$v_a = \frac{Q_a}{l \cdot C \cdot n_s} = \frac{6,2}{1,47 \cdot 1,854 \cdot 1} = 2,27 \text{ м/сек}, \quad (3)$$

где Q_a — приведенный расход воздуха через старый охладитель, равный 6,2 $\text{м}^3/\text{сек}$;

l — расстояние между трубными досками секции нового охладителя, равно 1,47 м;

C — расстояние между листами рамы секции нового охладителя, равно 1,854 м;

n_s — количество секций в новом охладителе, равно 1.

2. Скорость воды в трубках нового охладителя:

$$v_w = 1,22 \cdot \frac{Q_w \cdot n_w}{n_t \cdot n_s} = 1,22 \cdot \frac{75 \cdot 4}{256 \cdot 1} = 1,42 \text{ м/сек}, \quad (4)$$

где Q_w — расход воды через старый охладитель, равный 75 $\text{м}^3/\text{час}$;

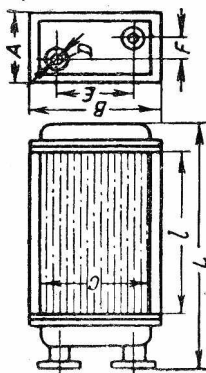
n_w — число ходов воды в секции нового охладителя, равно 4;

n_t — общее число трубок в секции нового охладителя, равно 256.

Оптимальная величина v_w лежит в пределах 1—1,5 м/сек .

Если скорость воды в трубках нового охладителя, подсчитанная по формуле (4), выходит за указанные пределы, в расчет может быть введен измененный (против измеренного) расход

Конструктивные данные и расчетные параметры некоторых специальных воздухоохладителей Троицкого завода

№ заводского чертежа общего вида секции	Мощность генератора и скорость вращения	Конструктивные данные												Расчетные параметры для всего охладителя при нормальном количестве секций														
														Количество секций в охладителе n_s	В каждой секции охладителя		Число рядов трубок n_r	Общее число трубок n_t	Число ходов воды n_w	Поверхность теплообмена по воздуху S_a , м ²	Число спарей на 1 м длины трубки	Вес одной секции без воды, т	Величина отводных потерь P_k , кВт	Расход воздуха Q_a , м ³ /сек	Расход воды Q_w , м ³ /час	Сопротивление охладителя по воздуху ΔH_a , мм вод. ст.	Сопротивление охладителя по воде ΔH_w , мм вод. ст.	Расчетная разность температур между охлаждаемым воздухом и охлаждающей водой $t_{ax} - t_{wx}$, °C
Размеры, мм		A	B	L	l	C	D	E	F																			
6 395	3 000 кВт	550	2 000	1 990	1 470	1 854	131	0	286	1	8	256	4	248	142	1,8	160	4,5	70	8	1,6	4						
6 520	3 000 об/мин	500	1 735	1 980	1 500	1 625	125	0	240	1	6	168	4	163	142	1,3	170	6	55	12	2	9						
6 695		500	880	1 630	1 300	770	92	580	295	2	8	104	4	86	142	0,7	160	4,4	70	13	1,8	6						
6 365	6 000 кВт																											
6 380	3 000 об/мин	695	1 625	1 721	1 260	1 509	143	0	375	2	10	260	4	215	142	1,6	300	9	160	18	1,7	4						
6 645	6 400 кВт	600	880	1 630	1 300	770	119	580	350																			
2 740	3 000 об/мин									3	10	130	4	108	142	0,8	325	10	85	34	0,8	7						
2 741	7 500 кВт	500	1 220	1 935	1 550	1 113	83	1 000	280																			
6 455	3 000 об/мин									2	8	152	4	155	142	1	330	12,5	95	31	2	7						
6 450	12 000 кВт																											
6 450	3 000 об/мин	560	1 250	2 606	2 160	1 140	150	0	270	2	8	156	2	218	142	1,4	500	14	190	20	1,2	8						
6 656	12 000 кВт																											
	3 000 об/мин	700	1 070	2 506	2 100	968	131	0	440	2	12	198	4	270	142	1,5	520	15	120	50	2,1	5						
6 603	Синхронный конденсатор																											
	15 000 кВа																											
	750 об/мин																											
6 657	22 000 кВт	710	760	3 800	3 275	654	100	465	0	4	12	132	4	285	142	1,8	800	24	160	30	3,3	4						
6 597	3 000 об/мин							450		6				252	125	1,7		22		9	1,5							

6 553 (верхняя секция)	24 000 кВт	600	1 700	2 700	2 230	1 594	207	1 320	245	2	10	275	2	345	125	2	850	30	300	40	1	8
6 554 (нижняя секция)	3 000 об/мин																					
6 641 (верхняя секция)	25 000 кВт	600	1 700	3 210	2 740	1 594	156	0	300	4	10	275	4	485	142	2,5	850	27	175	30	3	5
6 642 (нижняя секция)	3 000 об/мин																					
6 680	44 000 кВт 1 500 об/мин	385	985	3 110	2 745	883	131	663	130	2	7	105	2	189	142	1,1	1 300	43	550	12	1,7	6
6 569	44 000 кВт 1 500 об/мин 46 000 кВт 1 500 об/мин	700	1 700	3 346	2 940	968	131	0	440	4	12	198	4	335	125	2	1 000	40	260	34	3,1	4
6 617	50 000 кВт 1 500 об/мин	700	1 070	3 346	2 940	968	203	720	300	4	12	198	2	382	142	2,1	1 300	40	500	47	1,5	5

* Расход воздуха приведен к температуре 15° С.
 ** Здесь под температурой t_{ax} подразумевается расчетная температура охлажденного воздуха, замеренная непосредственно после охладителя.

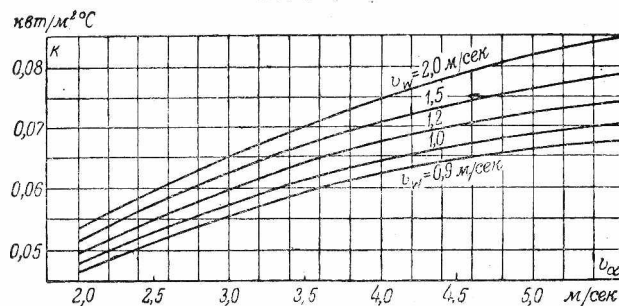


Рис. 1. Зависимость расчетного коэффициента теплоотдачи k от скорости воздушного потока v_a и скорости воды v_w .

воды Q'_w . При этом следует убедиться, что принятый расход будет обеспечен действующими циркуляционными насосами турбины.

3. Расчетный коэффициент теплоотдачи k ($\text{кВт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$) определяется по кривым рис. 1 $k = f(v_a; v_w)$ в зависимости от подсчитанных величин v_a и v_w ; для ранее полученных значений их $k = 0,054 \text{ кВт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$.

Приведенные кривые получены в результате переработки опытных кривых из расчетного формуляра завода „Электросила“.

В предлагаемых кривых предусмотрен 40 %-ный запас по коэффициенту теплоотдачи по сравнению с экспериментальными данными, полученными для этого типа трубок. Выбранный для данного метода расчета и для принятой на заводе технологии изготовления расчетный запас апробирован на ряде выполненных воздухоохладителей.

4. Средняя логарифмическая разность температур:

$$\Delta t = \frac{P_k}{k \cdot S \cdot n_s} = \frac{210}{0,054 \cdot 248 \cdot 1} = 15,7^\circ \text{С}, \quad (5)$$

где P_k — потери, отводимые охладителем при номинальной нагрузке генератора (по испытанию старого охладителя), равные 210 кВт;

S — общая поверхность теплоотдачи, по воздуху, всех трубок одной секции нового охладителя, равная 248 м^2 .

5. Перепад температуры воздуха в охладителе:

$$T_a = \frac{P_k}{1,12 \cdot Q_a} = \frac{210}{1,12 \cdot 6,2} = 30,2^\circ \text{С}. \quad (6)$$

6. Подогрев воды в охладителе:

$$T_w = \frac{0,86 \cdot P_k}{Q_w} \text{ или } \frac{0,86 \cdot P_k}{Q'_w} = \frac{0,86 \cdot 210}{75} = 2,4^\circ \text{С}. \quad (7)$$

7. Расчетная разность температур между охлажденным воздухом и охлаждающей водой $t_{ax} - t_{wx}$ ($^\circ\text{С}$) определяется по кривым $t_{ax} - t_{wx} = f[(T_a - T_w); \Delta t]$ рис. 2 в зависимости

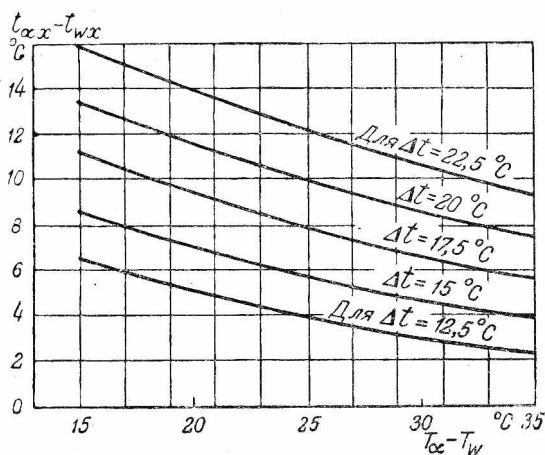


Рис. 2. Зависимость расчетной разности температур между охлажденным воздухом и охлаждающей водой $t_{ax} - t_{wx}$ от разности температурных перепадов $T_a - T_w$.

от подсчитанных величин $(T_a - T_w)$ и Δt .

При $T_a - T_w = 30,2 - 2,4 = 27,8^\circ \text{C}$

$$t_{ax} - t_{wx} = 5,5^\circ \text{C}. \quad (8)$$

Кривые рис. 2 являются графическим выражением уравнения

$$t_{ax} - t_{wx} = \frac{T_a - T_w}{10 \frac{2,3 \cdot \Delta t}{-1}},$$

преобразованного из известного уравнения:

$$\Delta t = \frac{T_a - T_w}{2,3 \lg \left(1 + \frac{T_a - T_w}{t_{ax} - t_{wx}} \right)},$$

определяющего величину средней логарифмической разности температур.

Построение кривых произведено на основании ряда частных решений указанного уравнения для последовательно выбранных значений $(T_a - T_w)$ и Δt .

8. Максимально допустимая температура охлаждающей воды $t_{wx}^\circ \text{C}$, при которой температура охлажденного воздуха не превысит заданной величины

$$\begin{aligned} t_{wx} &= (t'_{ax} - \delta_t) - (t_{ax} - t_{wx}) = \\ &= (35 - 1,5) - 5,5 = 28^\circ \text{C}, \end{aligned} \quad (9)$$

где t_{ax} — температура охлажденного воздуха, замеренная непосредственно после воздухоохладителя;

δ_t — подогрев охлажденного воздуха на пути от охладителя до щитов генератора за счет неплотностей установки и теплопередачи через стенки корпуса горячего воздуха, $^\circ \text{C}$ (определяется при испытании старого охладителя)¹;

¹ При термоизоляции воздухопроводной камеры, согласно «Правилам технической эксплуатации» и отсутствии присосов горячего воздуха величина δ_t может быть доведена до $1-3^\circ \text{C}$ (в зависимости от конфигурации воздухопроводов).

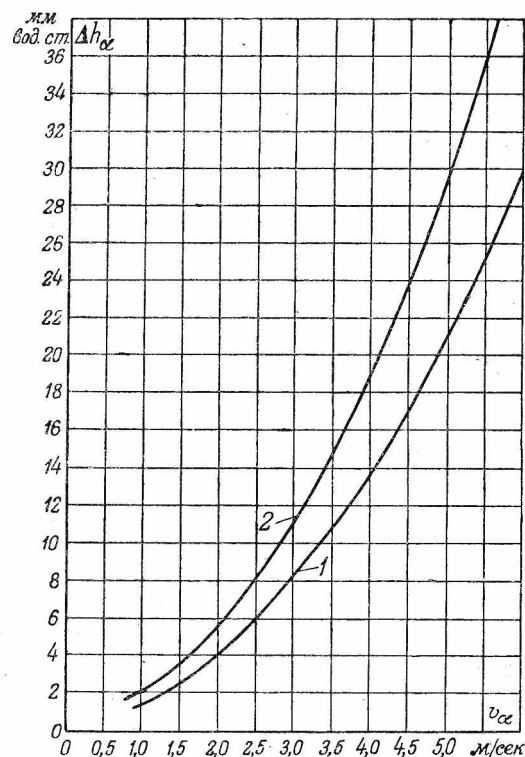


Рис. 3. Зависимость аэродинамического сопротивления четырех рядов трубок Δh_a от скорости воздушного потока v_a .

1 — перепад давления при четырех рядах трубок при 1,5 спиралях на 1 м длины трубки; 2 — перепад давления при четырех рядах трубок при 1,42 спиралях на 1 м длины трубки.

t'_{ax} — максимально допустимая температура охлажденного воздуха (измеренная у входа в машину) по действующей станционной инструкции, $^\circ \text{C}$ (обычно 35 или 40°C).

Затем дополнительно необходимо проверить: 9. Величину аэродинамического сопротивления нового охладителя ΔH_a по формуле

$$\Delta H_a = \Delta h_a \cdot \frac{n_r}{4} = 7 \frac{8}{4} = 14 \text{ мм вод. ст.}, \quad (10)$$

где n_r — число рядов трубок (по ходу воздуха) новой секции, равное 8;

Δh_a — аэродинамическое сопротивление четырех рядов трубок при данной скорости воздушного потока — определяется по кривым рис. 3; для ранее полученного значения скорости воздушного потока $\Delta h_a = 7 \text{ мм вод. ст.}$

Кривые рис. 3 даются по расчетному формуляру завода «Электросила».

10. Величину гидравлического сопротивления нового охладителя ΔH_w :

$$\begin{aligned} \Delta H_w &= 0,1 \cdot v_w^2 \cdot n_w (l + 0,7) = \\ &= 0,1 \cdot 1,42^2 \cdot 4 (1,47 + 0,7) = 1,75 \text{ м вод. ст.}, \end{aligned} \quad (11)$$

где v_w — скорость воды в трубках нового охладителя — $1,42 \text{ м/сек}$;

n_w — число ходов воды в секции нового охладителя — 4;
 l — расстояние между трубными досками секции — 1,47 м.

Аэродинамическое и гидравлическое сопротивление нового охладителя не должны превышать более чем на 30—35% сопротивлений старого охладителя. В противном случае, значительное увеличение аэродинамического сопротивления воздухопроводного тракта, вызванное заменой воздухоохладителя, может привести к уменьшению расхода циркулирующего через генератор воздуха, а следовательно, и повышению его перегрева.

Сопоставлением найденной расчетной температуры охлаждающей воды выбранного охладителя t_{wx} из формулы (9) с максимальной температурой воды, длительно наблюдаемой на станции в летнее время, окончательно решается вопрос о целесообразности установки нового воздухоохладителя.

В приведенном примере аэродинамическое и гидравлическое сопротивления старого охладителя были соответственно равны 15 мм вод. ст. и 1,5 м вод. ст. Так как максимальная температура охлаждающей воды для указанного генератора, по наблюдениям персонала эксплуатации, не превышает в летние месяцы 26—27°С, предложенный охладитель, установленный на этой машине, будет удовлетворять поставленным техническим условиям.

В тех случаях, когда величины основных полученных из испытания параметров (P_k ; Q_k ; Q_w ; ΔH_a) старого, подлежащего замене шайбового воздухоохладителя приблизительно совпадают с данными, указанными в таблице, для выбранного нового воздухоохладителя, обеспечиваемая им расчетная разность температур между охлажденным воздухом и охлаждающей водой ($t_{ax} - t_{wx}$) может быть взята без расчета, непосредственно из приведенной таблицы.

Определение максимально допустимой температуры охлаждающей воды (t_{wx}) и в этом случае производится по формуле (9).

Так как эффективность воздухоохладителя (при прочих равных условиях) зависит, в основном, от качества теплового контакта между спиралью и трубкой, при заказе новых охладителей следует иметь в виду, что получаемые из расчета и приведенные в таблице расчетные разности температур между охлажденным воздухом (t_a) и охлаждающей водой (t_{wa}) могут быть обеспечены только при условии тщательной припайки спиралей к трубкам охладителя, что и должно являться предметом особого внимания со стороны завода-изготовителя.

Отметим также, что все приведенные в таблице расчетные параметры обеспечиваются при условии параллельного включения секций охладителя по воздуху и по воде при включении их по принципу противотока, а также при чистом состоянии трубок охладителя.



Анализ потерь в энергосистеме и пути их снижения

Инж. С. В. Цыганов

Организация учета потерь электроэнергии

Учет потерь энергии в энергосистеме организован в соответствии с требованиями, предъявляемыми к нему отделами и предприятиями энергосистемы, представляющими отчетность в вышестоящие организации и занимающимися учетом потерь при планировании, а также учетом эффективности мероприятий по снижению потерь.

Учет ведется двояким образом: на основе коммерческого учета энергии по счетчикам активной энергии, в результате которого получают «коммерческие» потери, и по счетчикам потерь¹, установленным на линиях и трансформаторах. Счетчики потерь позволяют определять действительные «технические» потери в каждом элементе энергосистемы.

Учет «коммерческих» потерь энергии

«Коммерческие» потери в энергосистеме складываются из «коммерческих» потерь в высоковольтных сетях и «коммерческих» потерь в городских сетях низкого напряжения.

¹ Счетчикам амперквадратчасов.

«Коммерческие» потери в высоковольтных сетях $\Delta W_{в.сети}$ определяются как разность между количеством энергии A , отпущенной с шин всех станций энергосистемы, и количеством энергии B , отпущенной потребителям на шинах подстанций:

$$\Delta W_{в.сети} = A - B.$$

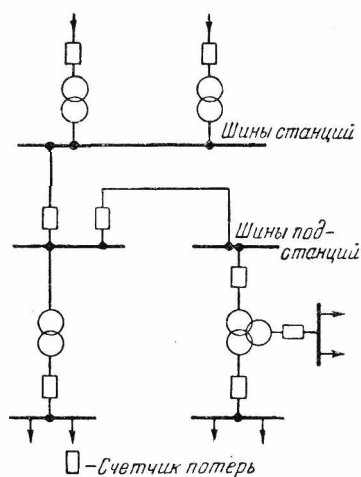
«Коммерческие» потери в городских сетях низкого напряжения $\Delta W_{н.в.сети}$ определяются как разность между количеством энергии C , отпущенной с шин подстанций в эту сеть, и количеством энергии D , оплаченной потребителями по счетам энергобыта:

$$\Delta W_{н.в.сети} = C - D.$$

Учет потерь по разности показаний счетчиков активной энергии не дает возможности анализировать потери в отдельных элементах и правильно учитывать потери в них при планировании. Кроме того, в «коммерческие» потери включается, помимо действительных потерь, также недоучтенная энергия из-за погрешностей счетчиков и из-за недостаточно хорошо поставленного учета энергии в энергосистеме. Коммерческий учет потерь энергии не мобилизует персонал энергосистемы на борьбу за снижение потерь.

Учет „технических“ потерь энергии

Учет «технических» потерь в высоковольтных сетях организован при помощи счетчиков потерь, размещенных, как показано на схеме (см. рисунок), и ведется уже в течение 10—12 лет. Учет



«технических» потерь в городских сетях не ведется².

Сопоставление потерь энергии в основных линиях, определенных по счетчикам потерь и путем аналитических подсчетов по среднеквадратичным нагрузкам линий за характерный день месяца показало, что обе величины близки друг к другу, если нагрузка линии длительно не снижается более чем на 50 % (считая по нагрузке трансформаторов тока). При нагрузке линии на 25—30 % погрешность в показаниях счетчиков потерь может быть очень велика, достигая 30—40 %. Это обстоятельство надо учитывать при анализе потерь. В слабо загруженных линиях потери следует определять аналитическими расчетами. Совпадение потерь в повысительных трансформаторах, загруженных на 100 %, получается очень хорошее (1,37 % по счетчикам потерь и 1,34 % — по аналитическим расчетам).

Анализ потерь и пути снижения их в энергосистеме

Определение «технических» потерь энергии в сетях дало возможность произвести анализ потерь, выявить элементы сети с излишними потерями и принять меры к их устранению.

Для того чтобы показать результаты борьбы за снижение потерь в сетях энергоуправления, ниже приведены фактические данные о потерях за 1948 и 1949 гг.:

	1948 г., %	1949 г., %
Отпуск в сеть энергоуправления	100	108
„Коммерческие“ потери	10,1	7,99
„Технические“ потери	8,15	6,55

² Ориентировочный процент потерь в сетях низкого напряжения был определен Орггрэс в 1948 г.

По группам элементов сети потери в 1948 г. по подсчетам Орггрэс распределялись следующим образом:

Высоковольтная сеть (повысительные и понизительные трансформаторы и линии 110, 35 и 6 кв	55%
Низковольтная городская сеть	12,8%
Количество энергии, излишне учтенной счетчиками генераторов, имеющими нормальную погрешность +1,5%	15%
Счетчики и измерительные трансформаторы	0,3%
Недоучет полезной энергии, отпущенной потребителям	16,9%
	100%

Сравнительные данные потерь в высоковольтных и городских сетях за два года приведены в таблице.

Год	Пропуск энергии, %		Отчетные „коммерческие“ потери, % к пропуску		Удельный вес потерь, % к общим потерям в энергосистеме	
	Высоковольтные сети	Горсети	Высоковольтные сети	Горсети	Высоковольтные сети	Горсети
1948	100	100	6,58	30,38	54,9	45,1
1949	106,6	81,6	5,86	20,69	71,1	28,9

Как видно из приведенных данных, хотя отпуск энергии в сеть вырос на 8 %, а конфигурация основной сети не изменилась в 1949 г. против 1948 г., потери в сети высокого, и особенно в сети низкого, напряжения снизились.

В высоковольтных сетях снижение потерь имело место за счет усиления сети 6 кв и более экономичного потокораспределения в основной сети.

Анализ потерь в высоковольтных сетях в настоящее время показывает, что возможности энергоуправления в части уменьшения потерь в этих сетях созданием экономичных режимов оборудования почти исчерпаны, и остаются пути снижения потерь за счет мероприятий, связанных с крупными затратами на сооружение линий и оборудование.

Анализ потерь в городской сети обнаружил возможность значительного уменьшения их.

Основными причинами больших потерь в городской сети были: неудовлетворительное техническое состояние самой сети и недостаточная оснащенность счетчиками бытовых потребителей. К ликвидации указанных недостатков и были приняты соответствующие меры, которые заключались в реконструкции городской сети, в организации учета энергии у потребителей, не имеющих счетчиков, и в создании экономичных режимов сети.

Основные мероприятия, осуществленные „Городской сетью“

Сооружение новых линейных и трансформаторных пунктов в центрах нагрузки и прокладка к ним питательных линий дали значительную экономию потерь в линиях 6 кв и 220 в. Был также произведен перевод сети 220 в на 380 в, что сокращает, по нашим расчетам, потери в сетях в 2¹/₂—3 раза при сохранении той же на-

грузки. Заменены были провода и кабели недостаточных сечений проводами и кабелями больших сечений, а также стальные провода — медными и алюминиевыми. Изменена конфигурация низковольтной сети, произведены деление ее в наивыгоднейших точках и отключение части трансформаторов на летний период.

Мероприятия, осуществленные Энергосбытом

В городской сети было осуществлено следующее: установка счетчиков у потребителей; устранение погрешностей счетчиков (путем отопления, замены счетчиков на 5 а счетчиками на 10—15 а, переделки схемы счетчиков, учащенной проверки их непосредственно у потребителей); выявление неоплачиваемой мощности у бытовых потребителей и т. д.

Все эти мероприятия привели к резкому снижению «коммерческих» потерь во всей сети энергосистемы и особенно в городских сетях.

Пропуск через городскую сеть в 1949 г. сократился на 18,4% (см. таблицу) за счет снижения потерь в сетях, сокращения хищений и т. д. Полезная реализация электроэнергии Энергосбытом не снизилась. В результате потери в городских сетях приближаются к действительным «техническим» потерям.

Произведенные Орггрэс расчеты показывают реальные цифры снижения потерь от проведения различных мероприятий, так, например:

1) замена стального провода на нескольких участках линии 6 кв диаметром 4, 5, 6 мм длиной 9,5 км проводом М-16 дает экономию в год 232 тыс. квтч;

2) изменение точек деления сети 6 кв дает экономию в год 480 тыс. квтч;

3) замена существующего в настоящее время провода проводом большего сечения на линии 110 кв длиной 41,2 км дает в год экономию 1 075 тыс. квтч;

4) сооружение второй параллельной линии 110 кв дополнительно к существующей — на одну из подстанций, длиной 14,5 км дает экономию в год 2 230 тыс. квтч.

Снижение потерь в системе проводимыми мероприятиями может быть учтено при планировании.

Выводы

На основании имеющегося в настоящее время некоторого опыта планирования и организации учета потерь электроэнергии в системах можно сделать краткие выводы:

1. Учет потерь в повысительных трансформаторах станций, понизительных трансформаторах и линиях высоковольтных сетей следует организовывать по счетчикам потерь, с ежемесячным контролем этого учета путем выборочных аналитических расчетов потерь в некоторых, наиболее существенных элементах сети. Указанный метод учета вполне оправдывает себя и безусловно необходим.

2. Учет действительных потерь в городских сетях необходимо организовать по предложенному Орггрэс методу, т. е. путем аналитических расчетов потерь в трансформаторах и в каждой линии 6 кв по их среднеквадратичным нагрузкам и в сети 220 в — на основе измерений падения напряжения в ней. Так как указанный метод очень сложен и требует большой затраты времени на производство всех необходимых измерений и расчетов, то следует проводить эти расчеты один раз в год для анализа действительных «технических» потерь в городских сетях за год и для использования полученных потерь при планировании их на следующий год. Учет потерь по счетчикам активной энергии в городских сетях нужно сохранить для сопоставления действительных потерь с «коммерческими» и принятия соответствующих мер по устранению разницы в них. Таким путем в течение нескольких лет можно прийти к такому положению, когда разница в величине действительных и «коммерческих» потерь будет практически незначительна. Необходимо организовать учет и планирование потерь в отдельных участках сети, что даст возможность всему персоналу городских сетей активно участвовать в борьбе за снижение потерь.

3. В целях дальнейшей борьбы за реальное снижение потерь в городских сетях необходимо установить счетчики у всех потребителей городской сети. Для этого требуется обратить особое внимание на немедленное увеличение выпуска требующихся в большом количестве счетчиков активной энергии.

□ □ □

Организация скоростного ремонта трансформаторов

Инж. Б. И. Запорожец и инж. Т. П. Мусатов

Обращение участников Всесоюзного совещания по скоростным ремонтам оборудования призывает внедрять передовые методы скоростных ремонтов основного оборудования не только на электростанциях, но и в сетях.

Если на линиях электропередачи проведение ремонтных работ под напряжением обеспечивает почти полное использование оборудования в работе, то в отношении основного оборудования подстанций проведение ремонтных работ связано с его отключением и выводом из работы.

Огромный рост потребления электроэнергии и высокие показатели надежности в работе силовых трансформаторов отечественного производства обусловили значительное повышение их использования. В результате этого в ряде случаев все трансформаторы подстанций находятся во включенном состоянии. Поэтому производство капитального ремонта трансформаторов сопряжено с необходимостью ограничения отпуска электроэнергии или с резким ухудшением ее качества и увеличением потерь. В таких случаях применение скоростного ремонта имеет исключительно важное значение, однако в электросетях он до сих пор не получил должного распространения.

По предложению авторов был проведен капитальный ремонт трансформаторной группы 110 кВ, 31 500 кВА скоростным методом.

Эту работу нужно было провести, используя имеющуюся на подстанции трансформаторную башню. Однако из-за отсутствия резервной фазы для проведения капитального ремонта необходимо было отключить трансформаторную группу на длительное время, что исключалось ввиду чрезмерной перегрузки остающегося в работе трехфазного трансформатора той же мощности. Анализ графика нагрузки определял возможность отключения подлежащей ремонту группы на срок порядка 30 час., включая выходной день. Учитывая это обстоятельство и то, что трансформаторная группа в результате применения прокладок из недоброкачественной резины находилась в аварийном состоянии, было принято решение — поочередно произвести ремонт всех фаз группы скоростным методом, по одной фазе в очередной выходной день.

Детальное рассмотрение всех элементов работ по капитальному ремонту трансформатора привело к заключению, что наибольшее сокращение времени ремонта может быть достигнуто только за счет работ по транспортировке фазы с фундамента в мастерскую и обратно на фундамент. Отказ от ремонта трансформатора в мастерской с выполнением всего объема работ непосредственно на месте установки трансформатора без снятия его с фундамента может дать существенное сокращение времени и трудозатрат по ремонту.

Практика проведения в течение ряда лет капитальных ремонтов силовых трансформаторов с очевидностью подтверждает отсутствие необходимости в выемке сердечников. Как правило, объем ремонта выемной части трансформаторов,

находящихся в нормальных условиях эксплуатации, ограничивался осмотром, проверкой контактов и изоляции стяжных болтов, протиркой и обмывкой маслом, что с успехом могло быть выполнено без выемки сердечника из кожуха трансформатора. Поскольку внутренние габариты обычных трансформаторов 110 кВ позволяют одному монтеру свободно осмотреть и проверить выемную часть в кожухе трансформатора, было решено провести капитальный ремонт группы силовых трансформаторов по месту их установки, на фундаментах.

Выполнение в короткий срок значительных по объему ремонтных работ потребовало разработки иных организационно-технических мероприятий, чем это предусматривается при обычной ревизии в трансформаторной башне. Например, для замены прокладок под крышкой и под габаритной надставкой кожуха, ввиду невозможности навески сверху каких-либо талей, блоков и т. п. было разработано специальное приспособление для их подъема с земли, состоящее из четырех бутылочных домкратов с надставкой каждого трубой диаметром 102/114 мм по длине, достаточной для подъема крышки на 150—200 мм (рис. 1).

Для замены прокладок под радиаторами были изготовлены и использованы кронштейны, давшие возможность провести установку новых пробковых прокладок без опускания радиаторов на землю.

Ремонт фаз проводился в следующем порядке. Трансформаторная группа отключалась от сети и сдавалась ремонтной бригаде под выходной день, после прохождения вечернего максимума нагрузки, с нуля часов. Задача ремонтной бригады состояла в том, чтобы: а) отсоединить все спуски от вводов 110—35—6 кВ, б) включить насосы для слива масла из трансформатора и в) разболтить болты на фланцах изоляторов 110—35—6 кВ на крышке и габаритной надставке кожуха трансформатора.

К 7 час. утра, по выполнении этих работ, начинали работу три другие бригады с определенными заданиями для каждой из них.

Задание первой бригаде — отсоединить радиаторы для возможности подъема габаритной надставки и отсоединить все краны радиаторов для замены разложившейся резины пробковыми прокладками.

Задание второй бригаде — снять вводы 110—35—6 кВ для их полной разборки, промывки и частичной переармировки; обратно собрать и установить их на трансформатор.

Задание третьей бригаде — установить приспособления, отдельно поднять и затем опустить габаритную надставку и крышку с заменой разложившейся резины пробковой прокладкой, установить и затянуть болты.

Возможность перекаса или сдвига крышки или габаритной надставки при их подъеме исключалась установкой с четырех сторон в отверстия для болтов специальных стальных направляющих.

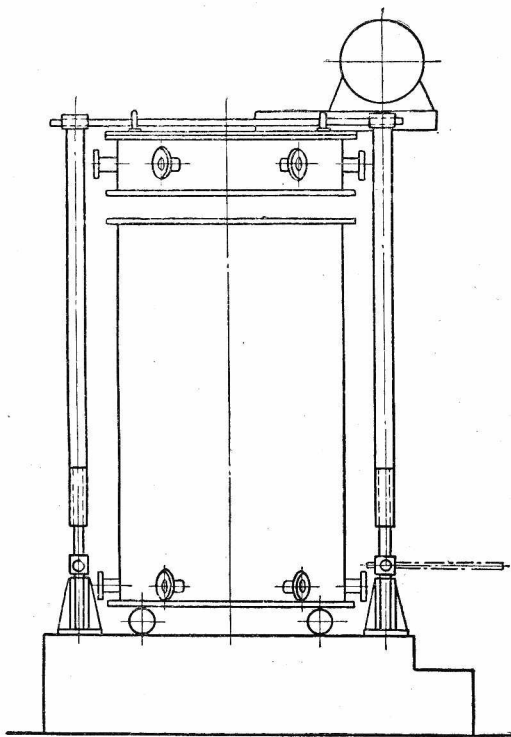


Рис. 1. Использование бутылочных домкратов с наставкой из стальных труб для подъема крышки с земли и габаритной наставки с крышкой трансформатора для замены прокладок.

Примерно к 14 час. заканчивались работы, во время производства которых в трансформатор могли попасть посторонние предметы, и мастер по ремонту трансформаторов спускался через верхний люк в крышке трансформатора внутрь трансформатора с целью произвести полный внутренний осмотр его, включая проверку состояния изоляции и крепления обмоток, переключателей, ответвлений и т. д. Он же производил протирку чистой тканью обмоток и стали трансформатора и полную обмывку сердечника и обмотки маслом от насоса. Эта работа при нормальном состоянии трансформатора занимает около 2 час. Освещение внутри трансформатора осуществлялось при помощи переносной лампы на 12 в. Для защиты работающего от брызг и капель масла необходим специальный костюм.

На одной фазе трансформатора изоляция двух стяжных болтов оказалась полностью нарушенной, что потребовало снятия гаек стяжных болтов, протирки от грязи шайб и восстановления изоляции на болтах в месте выхода их из стали. В данном случае ухудшение изоляции было вызвано усыханием изоляции болта, в результате чего уменьшилась длина изолирующей гильзы и образовался зазор между ней и шайбой. В зазор может заноситься шлам, что вызывает снижение сопротивления изоляции до нулевых значений.

В связи с неудобствами работы в кожухе продолжительность осмотра, исправления изоляции стяжных болтов и промывки сердечника увеличилась по этой фазе до 5 час. Однако к исходу суток работы по осмотру внутренней части были закончены. К этому же сроку были уста-

новлены вводы 110—35—6 кВ и радиаторы, и трансформатор был сдан электролаборатории для производства испытаний.

Кроме устранения нарушений в изоляции стяжных болтов, на одной фазе потребовалась зачистка контактов установленного на стороне 35 кВ переключателя ответвлений ввиду их подгорания, что также с успехом было выполнено внутри трансформатора.

При ремонте указанных трех фаз работы по заполнению каждой фазы трансформатора маслом, подсоединению ошиновки и полной уборке рабочего места заканчивались к 6 час. утра следующих суток и к 7 час., т. е. к моменту роста нагрузки потребителей (после выходного дня), трансформаторная группа подключалась к сети.

Таким образом, полный простой трансформаторной группы, с момента отключения и до включения в сеть, в среднем по трем фазам составил 31 час. Выполнение подобной работы при условии снятия фазы с фундамента и транспортировки в трансформаторную башню потребует значительно больше времени; так, «Инструкция по эксплуатации силовых трансформаторов» (Госэнергоиздат, 1946 г.) определяет длительность ремонта одной фазы мощностью от 5 600 кВА и выше (см. § 143) в 72—120 час. Следовательно, при скоростном ремонте на фундаменте срок ремонта сокращается в два раза и более, причем значительно сокращаются и трудовые затраты, отпадают работы по снятию и обратной установке фазы на фундамент, полному демонтажу радиаторов и расширителя, транспортировке трансформатора в мастерскую и обратно из мастерской.

Ремонт трех фаз трансформаторной группы занял три выходных дня и проводился в соответствии с составленным графиком организации работ (рис. 2).

Работы по ремонту фаз были проведены в августе — сентябре, причем ремонт последней по счету фазы осложнился ухудшением погоды (небольшой дождь). Поэтому на случай возможного резкого изменения погоды на месте производства работ необходимо иметь достаточный по размерам и хороший по качеству брезент.

Опыт работ в восстановительный период показывает, что в тех случаях, когда влага непосредственно не попадает на выемную часть, увлажнения изоляции при полном отсутствии масла в баке трансформатора не происходит в течение весьма длительного времени, что может быть объяснено наличием на изоляции масляной пленки, препятствующей ее увлажнению.

В отдельных случаях, при особо плохой погоде, может быть использована рекомендация ЦНИЭЛ о предохранении обмоток машин от увлажнения путем подогрева их на 8—10° С выше окружающего воздуха¹. Для изоляции трансформаторов это легко осуществить методом потерь в кожухе, наложив обмотку только по низу бака.

Поскольку в данном случае ремонт проводился в хорошую погоду и длительность нахождения

¹ Б. П. Лебедев, О предупреждении увлажнения изоляции электрических машин, «Электрические станции», № 4, 1949 г.

N п.п.	Наименование работ	Продолж- ность, чел/час	I сутки (воскресенье)																								II сутки (по- недельник)						
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7
1	Отключение группы от сети, допуск к ремонту фазы	—																															
2	Отсоединение ошиновки от изоляторов, разбалчивание болтов крышки и габаритной накладки	18																															
3	Слив масла с фазы	6																															
4	Очистка масла в отдельном баке	13																															
5	Замена прокладок на радиаторах и крепление к кожуху	24																															
6	Демонтаж с разборкой, промывкой, заменой прокладок и установкой на место изоляторов 110-35-6 кВ	33																															
7	Установка приспособлений для поднятия крышки и габаритной накладки	16																															
8	Подъем и замена прокладок под габаритной накладкой, установка и затяжка болтов	9																															
9	Крепление радиаторов к габаритной накладке	22																															
10	Подъем и замена прокладок под крышкой, установка и затяжка болтов	9																															
11	Внутренний осмотр фазы, притирка, обмывка, проверка изоляции болтов	10																															
12	Испытание фазы электролабораторией	4																															
13	Закачка масла в фазу	9																															
14	Уборка приспособлений для подъема крышки и габаритной накладки	8																															
15	Подсоединение ошиновки к изоляторам 110-35-6 кВ	4																															
16	Уборка рабочего места	2																															
17	Сдача наряда и включение группы в сеть	—																															

Рис. 2. График организации работ по скоростному ремонту однофазного трехобмоточного трансформатора 10,5 тыс. кВА трансформаторной группы 31,5 тыс. кВА на месте установки его на фундаменте.

изоляции без масла не превышала 24 час., дополнительный подогрев не осуществлялся. Состояние изоляции обмоток всех трех фаз после ремонта было проверено прибором ПКВ, причем были получены следующие отношения емкостей при температуре масла 40°С:

Фаза А В-К-1,26	Фаза В В-К-1,14	Фаза С В-К-1,07
С-К-1,24	С-К-1,2	С-К-1,12
Н-К-1,33	Н-К-1,25	Н-К-1,1

Приведенные данные свидетельствуют о вполне удовлетворительном состоянии изоляции, так как из наиболее полных опытных данных Ленэнерго² следует, что при температуре 40°С бракуется и признается увлажненной изоляция, имеющая отношение емкостей более 1,6.

Выводы

1. Скоростной ремонт мощных силовых трансформаторов заключается в ремонте их на месте установки, т. е. на фундаменте, что дает снижение трудовых затрат и сокращение времени простоя оборудования более чем в два раза против обычных методов ремонта в трансформаторной башне.

² В. Н. Звездкин, Опыт применения прибора для контроля влажности обмоток трансформаторов в Ленэнерго, «Электрические станции», № 8, 1950 г.

2. При существующем исполнении мощных трансформаторов в неотложных случаях вполне возможно проведение капитального ремонта на фундаменте, без подъема выемной части, но с осмотром ее изнутри трансформатора; при этом выполнимы основные требования гл. VIII «Инструкции по эксплуатации силовых трансформаторов».

3. Вопрос ремонта мощных трансформаторов без снятия их с фундамента должен быть рассмотрен Московским трансформаторным заводом. Следует выяснить возможность выпуска мощных силовых трансформаторов с разъемом бака у днища трансформатора, что значительно упростит задачу их ремонта на месте установки на фундаменте.

При установке на подстанции таких трансформаторов возможно отпадет необходимость в сооружении дорогостоящей трансформаторной башни с подъемными механизмами, обычно используемой один раз в семь лет, в период ремонта трансформатора. Практика показывает, что на подстанциях, как правило, проводятся капитальные ремонты в объеме осмотра и проверки внутреннего состояния стали и обмоток трансформатора, а при повреждениях выемной части трансформатор ремонтируется, вне зависимости от его мощности, на ремонтном заводе энергосистемы.

О непрерывной регенерации масла в трансформаторах

Инж. Ф. Д. Мокрицкий и инж. М. С. Тарасов

Исследованиями последних лет установлена целесообразность широкого применения непрерывной регенерации масла в трансформаторах не только для восстановления уже окислившегося масла, но и как средство, предупреждающее его старение и улучшающее общие условия работы трансформаторов. Улучшение условий работы трансформаторов при применении непрерывной регенерации наступает вследствие возможности поддерживать качество масла на уровне свежего даже при напряженном температурном режиме.

Ниже приводится описание устройства, названного поглотительным патроном, опробованного в эксплуатации для непрерывной регенерации масел в трансформаторах малых мощностей. Поглотительный патрон (рис. 1 и 2) состоит из двух цилиндров: нижнего, изготавливаемого из перфорированной стали толщиной 0,5—0,8 мм и верхнего — из более толстой стали.

Патрон устанавливается на трансформаторе таким образом, чтобы нижний цилиндр находился внутри трансформатора и омывался его маслом. С этой целью в крышке трансформатора, со стороны, противоположной консерватору, проре-

зается отверстие, в которое вставляется патрон (рис. 3). Нижний цилиндр заполняется мешочками с силикагелем в количестве 0,5% от веса залитого в трансформатор масла или каким-либо другим адсорбентом.

В описанном устройстве, благодаря наличию верхнего цилиндра, производится замена мешочков без разборки трансформатора и без понижения уровня масла. Для удобства перезарядки патрона применяется специальная корзинка из проволоки, при помощи которой создаются зазоры между стенками, увеличивающие соприкасающуюся с маслом поверхность мешочков. Такими патронами уже оборудовано более 40 трансформаторов от 50 до 500 кВА. В таблице приведены данные, характеризующие эксплуатацию трансформаторов с поглотительными патронами в 1950 г.

В таблице приведены результаты наиболее характерных случаев, на основании которых могут быть сделаны выводы об эффективности применения поглотительных патронов как для регенерации масла, так и с целью поддержания его в нормах свежего.

Следует отметить, что во время пробной эксплуатации и постановки опытов наблюдались случаи, когда процесс восстановления масла протекал чрезвычайно медленно или вовсе отсутствовал. Впоследствии было установлено, что эти

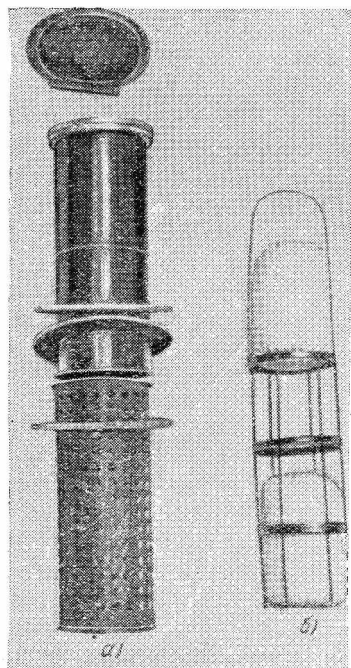


Рис. 1. Поглотительный патрон.
а — внешний вид патрона; б — корзинка с мешочками.

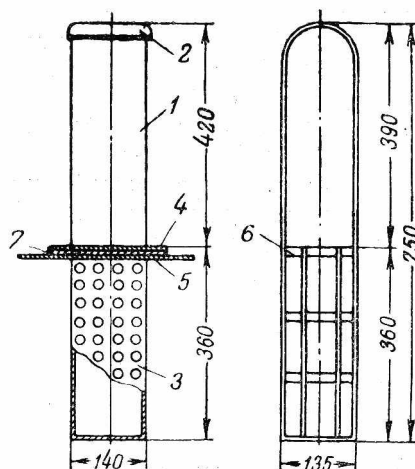


Рис. 2. Эскиз поглотительного патрона для трансформаторов 180—320 кВА.

1 — наружный патрон; 2 — крышка;
3 — внутренний цилиндр; 4 — фланец;
5 — крышка; 6 — корзинка из проволоки;
7 — пробковая прокладка.

Мощность трансформаторов, <i>кВа</i>	Данные о состоянии масла до начала регенерации		Дата загрузки патрона силикагелем	Количество силикагеля, % к весу масла	Данные о состоянии масла после регенерации			Количество зарядов патрона
	Кислотное число, <i>мг КОН</i>	Реакция водной вытяжки			Дата отбора пробы	Кислотное число, <i>мг КОН</i>	Реакция водной вытяжки	
Трансформаторы со старым маслом								
560	0,277	Кислая	22/VI	0,5	1/XII	0,085	Нейтральная	2
320	0,35	"	16/III	0,5	3/XII	0,07	То же	3
180	0,18	"	17/II	0,5	5/X	0,039	"	1
100	0,2	"	20/V	0,5	20/XI	0,07	"	2
100	0,24	"	27/VI	0,5	20/XI	0,09	"	2

Трансформаторы, заполненные свежим маслом								
100	0,08	Нейтральная	11/V	0,5	10/XII	0,054	Нейтральная	1
320	0,038	То же	3/VI	0,5	29/XI	0,032	То же	1
100	0,04	"	6/III	0,5	23/XI	0,04	"	1

Примечания: 1. Режим работы всех трансформаторов был напряженный. 2. Реакция водной вытяжки во всех случаях, не позже чем через 1 мес. после первой зарядки патрона, становилась нейтральной.

отрицательные явления не связаны с конструкцией устройства или с принципом действия, а объясняются свойствами силикагеля, качество которого не всегда одинаково. В связи с этим перед применением силикагеля следует проверять его активность поглощения продуктов старения масла.

Положительные результаты применения поглотительных патронов полностью подтверждают возможность осуществления регенерации масла в трансформаторах без устройств, принуждающих масло циркулировать через всю толщу адсорбента. Размещение адсорбента в имеющих наиболее высокую температуру верхних слоях масла трансформаторов способствует более активному восстановлению масла. Данное положение было установлено рядом лабораторных опытов, в результате которых получена зависимость скорости восстановления масла от его температуры (рис. 4). Как видно из кривой, восстановление масла наиболее интенсивно протекает при температуре в пределах от 40 до 50° С, и дальнейшее повышение температуры почти не приводит к увеличению скорости восстановления масла. Температура масла в верхней части работающего трансформатора обычно и находится в этих пределах.

Применяя непрерывную регенерацию масла в трансформаторах, следует иметь в виду, что сильно окислившееся масло выделяет значительные количества шлама, загрязняющего обмотки и кожух трансформатора. В таких случаях до начала регенерации масла непрерывным способом следует подвергнуть его механической очистке, а трансформатор — ревизии.

Проведенными специальными лабораторными исследованиями установлено, что в маслах с кислотным числом, не превышающим 0,25 мг КОН, значительного выделения шлама не наблюдается, а при кислотном числе выше 0,25 мг КОН к решению вопроса следует подходить осторожно, так как возможно при этом наличие шлама.

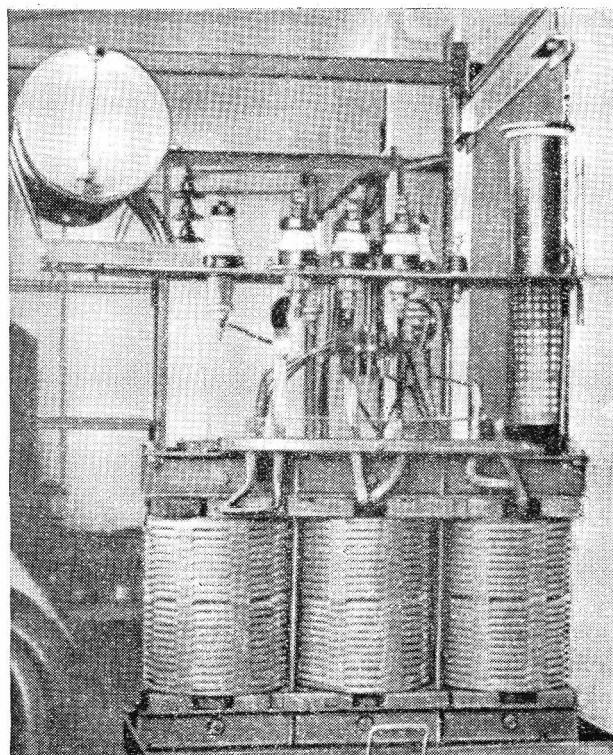


Рис. 3. Трансформатор 320 кВа, оборудованный поглотительным патроном.

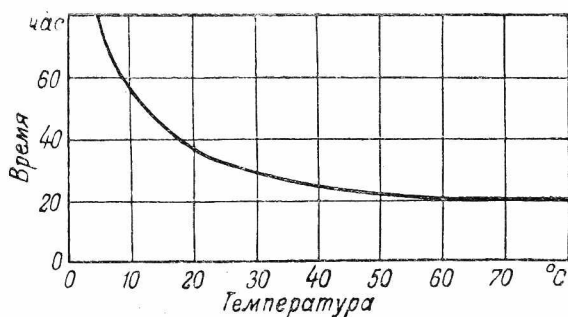


Рис. 4. Зависимость скорости регенерации масла от температуры.

Можно предположить, что устройство для непрерывной регенерации масла, испытанное на малых трансформаторах, с успехом может применяться и на трансформаторах любых мощностей, так как условия его работы с увеличением мощности трансформаторов не изменяются. Однако с целью определения целесообразных емкостей патронов и установления режимов их эксплуатации необходимы дополнительные исследования.

Выводы

Описанное устройство для непрерывной регенерации масла в трансформаторах отличается простотой и удобством обслуживания.

Возможность смены адсорбента без спуска масла, без выемки сердечника и, в некоторых случаях, без отключения трансформатора, наряду с простотой и низкой стоимостью изготовления, дает основание предполагать, что поглотительные патроны получат широкое применение.

Устройства трехфазного автоматического повторного включения линий электропередачи

Инж. М. М. Богина, проф. И. И. Соловьев, канд. техн. наук М. И. Царев

Автоматическое повторное включение линий электропередачи (АПВ) является весьма эффективным средством повышения надежности электроснабжения потребителей.

Статистические данные по Министерству электростанций показывают, что каждый комплект АПВ, установленный в энергосистеме, предотвращает от 0,5 до одной аварии в год. В связи с этим АПВ за последние годы получает широкое распространение в СССР, причем преобладающее распространение имеет трехфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ).

Развитие АПВ линий электропередачи в Советском Союзе шло самостоятельным путем, достигнув значительных успехов. До последнего времени разработка устройств ТАПВ не была достаточно централизована, и каждая энергосистема, по существу, принимала свои решения. В результате этого устройства ТАПВ, эксплуатирующиеся в энергосистемах Союза, выполнены более чем по 130 различным схемам и конструкциям.

Эти устройства трехфазного автоматического повторного включения распределяются по напряжению линий электропередачи, на которых они установлены, следующим образом:

Линии 110 кВ и выше	18%
„ 35—20 кВ	45,7%
„ 10 кВ и ниже	36,3%

По своему выполнению действующие устройства ТАПВ разделяются на следующие основные разновидности: 97,2% из общего числа выполнены как устройства однократного действия и остальные 2,8% — двукратного действия; 39% являются механическими (грузовые, пружинные и безрелейные) и 61% — релейными. Из общего числа релейных устройств свыше 50% пускаются при несоответствии положений выключателя и ключа управления и, как правило, имеют ручной возврат в исходное положение; остальные пускаются от защиты и имеют автоматический возврат. В 85% устройств ТАПВ, пускающихся от защиты, пуск производится непосредственно от контакта того же промежуточного реле, от которого производится отключение выключателя; в остальных 15% устройств, установленных главным образом в Мосэнерго, пуск производится от специального промежуточного реле, установленного в цепи отключения выключателя, поскольку опыт показал

недостаточную надежность первого способа¹. Около 67% релейных устройств ТАПВ не имеет каких-либо блокировок, запрещающих их действие в тех или иных условиях; остальные 33% такие блокировки имеют.

Наиболее распространены блокировки, запрещающие АПВ на линиях с двусторонним питанием при наличии на них встречного напряжения и при отсутствии синхронизма напряжений на линии и шинах станции или подстанции, на которой должно быть произведено включение.

Статистические данные о работе устройств АПВ по энергосистемам Министерства электростанций за 1949 г. показывают, что случаи успешного ТАПВ составляют 69,3% от общего числа случаев работы этих устройств и, в частности: на линиях 2—10 кВ — 60,9%, на линиях 20—35 кВ — 75,8% и на линиях 110 кВ — 72,9%. Случаи неправильных действий и отказов устройств АПВ составляют 1,7% от числа случаев их работы.

Устройства ТАПВ двукратного действия в 1949 г. работали 155 раз; при этом было 85 случаев (55%) успешного действия в первом цикле и 25 случаев (16%) во втором цикле; в остальных 45 случаях (29%) АПВ были неуспешными. Кроме того, имело место 5 случаев отказа, что составляет 3,1% к общему числу случаев работы устройств двукратного ТАПВ.

Характерно также отметить, что успешные действия устройств ТАПВ на кабельных линиях 2—10 кВ составляют 51% и на смешанных линиях — 56%. Последнее подтверждает целесообразность применения АПВ и в этих случаях, вопреки ранее существовавшему мнению о малой эффективности АПВ на кабельных линиях.

Широкий размах строительства электрических сетей Союза и потребность массового внедрения ТАПВ на линиях электропередачи потребовали обобщить опыт энергосистем и рекомендовать к дальнейшему применению более совершенные схемы и конструкции устройств ТАПВ, учитывая возможность их заводского изготовления.

На протяжении последних лет такая работа проводилась рядом организаций (например, ЦНИЭЛ, Теплоэлектропроект и Орггрэс).

¹ См. Информационные материалы „Трехфазное автоматическое повторное включение линий электропередачи с двусторонним питанием“, Госэнергоиздат, 1950 г

Ниже приводятся описание и анализ схем устройств ТАПВ, разработанных в Центральной научно-исследовательской электротехнической лаборатории Министерства электростанций². Разработка производилась на основе известных и проверенных в эксплуатации принципов, учитывающих следующие требования:

1. Пуск устройства ТАПВ должен производиться при несоответствии положений выключателя и ключа управления; такой способ пуска, по сравнению с пуском от защиты, имеет следующие преимущества:

а) не требуется специальных мероприятий, обеспечивающих надежный пуск при кратковременных срабатываниях защиты (например, при затяжной работе разрядников и т. п.);

б) обеспечивается АПВ при случайных отключениях выключателя, не связанных с действием защиты.

Учитывая, что согласно решению Технического управления Министерства электростанций АПВ линий электропередачи, как правило, должно производиться при всех видах коротких замыканий и при действии всех защит, установленных на линии, пуску устройства ТАПВ при «несоответствии положений» следует отдать предпочтение перед пуском от защиты.

2. Устройства ТАПВ должны быть полностью автоматическими и их эксплуатация не должна быть связана с какими-либо ручными операциями дежурного персонала.

3. Устройства ТАПВ не должны содержать в себе малонадежные элементы, как, например, реле времени с проскальзывающим контактом, неконтролируемые вспомогательные контакты привода выключателя, ключа управления и др.

4. Для установки устройства ТАПВ на любой линии с дистанционным управлением не должно требоваться никаких дополнительных проводов между распределительным устройством и щитом управления, а также дополнительных вспомогательных контактов в приводе выключателя (включая и так называемый «контакт готовности привода»). Это устраняет часто имеющие место затруднения при внедрении АПВ на действующих объектах.

Кроме того, при разработке были учтены и такие требования, как устранение опасности многократного включения выключателя на устойчивое короткое замыкание на линии; возможность применения ускорения действия защиты до или после АПВ; возможность введения блокировок (например, от несинхронного включения); обеспечение надежного включения выключателя, а также другие требования, являющиеся общими для устройств ТАПВ.

Анализ известных принципов выполнения устройств ТАПВ показал, что наиболее приемлемым из них, позволяющим сравнительно просто удовлетворить всем указанным требованиям, является принцип, основанный на применении элек-

трического контура с конденсатором вместо электромеханического реле времени. Последний и был положен в основу разработки устройств ТАПВ, производившейся в ЦНИЭЛ МЭС.

Устройство ТАПВ для линий с односторонним питанием

Принципиальная схема устройства ТАПВ однократного действия приведена на рис. 1. Схема действует следующим образом.

При включенном выключателе и ключе управления, находящемся в положении «включено», конденсатор 5 находится в заряженном состоянии. При отключении выключателя от ключа управления срабатывает промежуточное реле 3 и подает минус на обмотку реле времени 2. Однако последнее не срабатывает, так как контакт ключа управления, через который подается плюс к обмотке реле времени, разомкнется. При этом происходит разряд конденсатора по двум цепям: 1) через сопротивление 6 — обмотку реле 2 — замкнутый контакт реле 3 и 2) через сопротивление 6 — нормально замкнутый контакт реле 1 — сигнальную лампу 9.

При последующем включении выключателя от ключа управления конденсатор находится в разряженном состоянии, и готовность устройства ТАПВ к действию наступает только через 15—20 сек. (в зависимости от величины сопротивления 6).

Таким образом, при включении выключателя от ключа управления устройство ТАПВ не действует в течение 15—20 сек., что позволяет обойтись без ручных операций по выводу и вводу устройства для исключения АПВ в случае включения выключателя от руки и возможного при этом короткого замыкания на линии. При отклю-

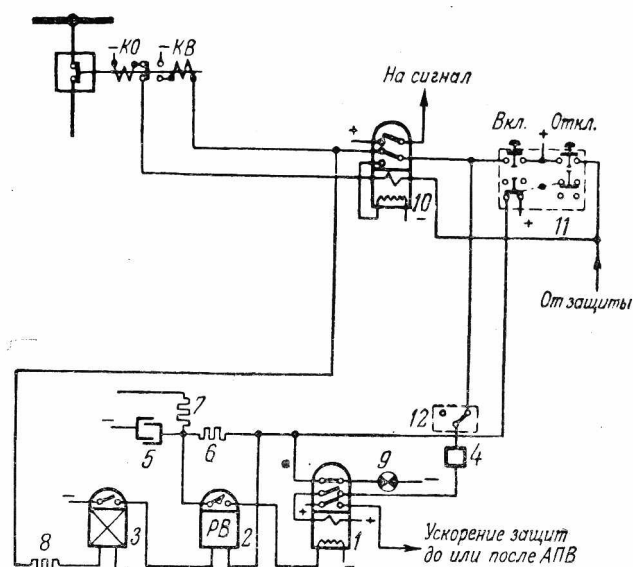


Рис. 1. Схема устройства АПВ для линий с односторонним питанием.

1 — двухобмоточное промежуточное реле; 2 — реле времени; 3 — промежуточное реле; 4 — блинкер; 5 — конденсатор; 6, 7 и 8 — сопротивления; 9 — сигнальная лампа накаливания; 10 — двухобмоточное промежуточное реле; 11 — ключ управления; 12 — отключающее устройство.

² Описываемые схемы согласованы с Техническим управлением Министерства электростанций и приняты к производству на заводе Министерства электропромышленности.

чении выключателя помимо ключа управления, например от защиты, срабатывает промежуточное реле 3 и замыкает цепь катушки реле времени 2, которое начинает работать. После замыкания контакта реле времени 2 образуется цепь разряда конденсатора на обмотку реле 1. Последнее срабатывает, замыкает цепь включения выключателя и самоудерживается при помощи другой своей обмотки до момента разрыва вспомогательного контакта в цепи катушки включения выключателя. Если повреждение на линии было устойчивым и выключатель отключается вторично, срабатывание реле 3 и реле времени 2 не приводит к срабатыванию реле 1, так как конденсатор уже разряжен, чем и обеспечивается однократность действия устройства.

Для блокировки устройства ТАПВ от защит, действие которых не должно сопровождаться АПВ (например, от дифференциальной защиты шин), необходимо при срабатывании этих защит производить разряд конденсатора 5 путем подачи минуса через сопротивление 7 (порядка 500 Ом) на его положительную пластину.

Время заряда конденсатора 5 (присоединяющегося только при включенном положении выключателя) определяется величиной сопротивления 6, ограничивающего ток заряда, благодаря чему может быть получено время полного цикла АПВ любой длительности.

При отключенном положении выключателя и включенном положении ключа управления конденсатор не может зарядиться, так как он будет шунтирован обмоткой реле 1, и напряжение на нем не может быть выше 5—10 в. В случае же отключенного положения ключа управления при любом положении выключателя к конденсатору не подводится плюс и он вообще не заряжается.

Пуск устройства ТАПВ производится от контролируемого вспомогательного контакта выключателя, находящегося в цепи катушки включения (реле 3, включенное последовательно с добавочным сопротивлением 8, служит для разделения цепей). Контроль исправности цепи включения на схеме не показан.

Такой способ пуска обладает следующими достоинствами:

а) повышается надежность устройства благодаря отсутствию в схеме дополнительного неконтролируемого вспомогательного контакта в приводе выключателя;

б) отпадает необходимость в дополнительной жиле сигнального кабеля, идущего со щита управления к приводу выключателя, причем в установках, в которых контроль исправности оперативных цепей выключателей производится при помощи реле, пуск устройства ТАПВ может производиться от реле контроля цепи включения, замыкающего реле 3 в рассматриваемой схеме.

Для создания выдержки времени до момента замыкания цепи на включение выключателя от устройства АПВ в схеме применено одноконтактное реле времени 2. При наличии контакта «готовности привода» устройство ТАПВ можно выполнить без реле времени, но использование реле времени вместо контакта «готовности привода» позволяет расширить область применения данной схемы на случаи, когда требуется значительная

выдержка времени перед АПВ (например, на линиях с двусторонним питанием).

При применении реле времени вместо контакта «готовности привода» и при способе пуска от вспомогательного контакта в цепи катушки включения, как указано на рис. 1, дополнительные жилы в кабелях, проложенных между щитом управления и распределительным устройством, для АПВ не нужны, что является большим преимуществом схемы.

Необходимым условием является то, что реле времени 2 должно быть термически устойчивым в течение времени от автоматического отключения выключателя до квитирования ключа управления (при неуспешном АПВ). В случае применения термически неустойчивого реле оно должно быть включено по схеме последовательно с добавочным сопротивлением, шунтированным нормально замкнутым контактом реле.

Устройство ТАПВ (рис. 1) не содержит блокировки, предотвращающей многократное включение и длительное обтекание отключающей катушки током при застревании или приваривании контактов реле. Однако ввиду необходимости такой блокировки она выполняется следующим образом:

а) если выключатель имеет привод, снабженный механической блокировкой от «прыгания», то задача предотвращения многократного включения выключателя при неисправностях в устройстве ТАПВ может быть возложена на эту блокировку;

б) если выключатель снабжен электрической блокировкой от «прыгания», выполненной на вспомогательных контактах катушки отключения, то, несмотря на малую вероятность застревания промежуточного реле 1, необходимо применять более совершенную блокировку, например разработанную ЦНИЭЛ³ и показанную на рис. 1.

Лампа 9 контролирует исправность контакта ключа управления и исправность реле 1. Нормально (при положении ключа «включено») лампа горит; погасание лампы свидетельствует о наличии неисправностей.

Сравнительный анализ действующих и вновь разработанного устройств ТАПВ показывает, что последнее является более надежным. Появление неисправностей в устройстве в худшем случае приводит только к отказу его в действии. Так, например, любые повреждения реле 2 и 3, а также пробой конденсатора и обрыв в обмотках реле 1 приводят к отказу в действии устройства ТАПВ; застревание реле 1 после срабатывания в случае успешного АПВ сигнализируется лампой 9; в случае неуспешного АПВ вызывает срабатывание реле 10 и, тем самым, предотвращает возможность многократного включения выключателя на короткое замыкание. Возможность появления указанных неисправностей очень мала. Таким образом, устройство ТАПВ является очень надежным.

Для ускорения действия защит до или после АПВ используется нормально разомкнутый контакт реле 1, которым подается плюс к специаль-

³ См. «Электрические станции», № 4, 1950 г.

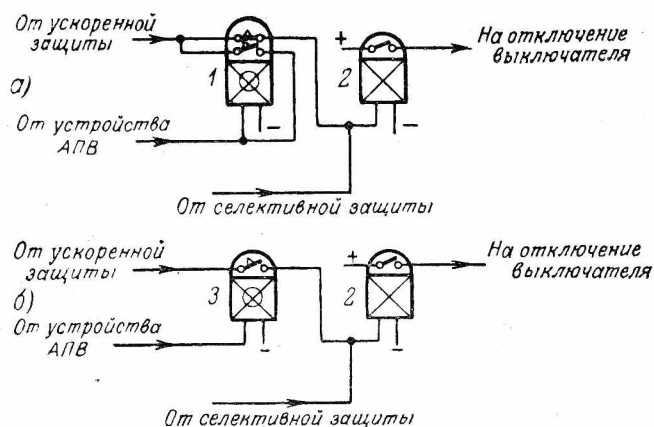


Рис. 2. Схемы ускорения защиты.

а — ускорение до АПВ; б — ускорение после АПВ.
1 — промежуточное реле с замедленным возвратом (0,1—0,15 сек.);
2 — промежуточное реле (нормальное); 3 — промежуточное реле с замедленным возвратом (0,2—0,25 сек.).

ным реле (рис. 2), установленным на панели защиты⁴.

Параметры элементов, входящих в схему (конденсатора 5 и сопротивления 6), должны подбираться в соответствии с применяемыми в схеме реле. В качестве примера может быть указано следующее исполнение на напряжении 110 в: реле 1 типа ЭП-100 с двумя обмотками — шунтовой из 20 000 витков проводом ПЭ-0,1 и серийной из 400 витков проводом ПЭ-0,5; конденсатор 5 — два элемента типа КБГ-МН емкости 10 мкф каждый, соединенные параллельно; сопротивление 6 — 1÷2 мгом. При сопротивлении 6, равном 1 мгом, время полного цикла АПВ равно примерно 20 сек., при 2 мгом — порядка 1 мин.

Рассмотренное устройство ТАПВ может применяться также и на линиях, имеющих двустороннее питание, в тех случаях, когда отключение данной линии ни при каких обстоятельствах не может привести к нарушению синхронной работы станций или частей системы.

В случае, когда отключение данной линии может привести к нарушению синхронизма, устройство ТАПВ для линий с односторонним питанием должно быть дополнено блокировками, контролирующими отсутствие напряжения (с одного конца линии) и наличие синхронизма (с другого конца линии)⁵.

Устройство ТАПВ с блокировкой, контролирующей отсутствие встречного напряжения

Принципиальная схема устройства приведена на рис. 3; она отличается от схемы рис. 1 только тем, что дополняется одним реле напряжения 14. Как видно из схемы, минус к параллельной обмотке реле 1 подводится не непосредственно,

а через контакт реле минимального напряжения 14, замкнутый при отсутствии напряжения на линии.

Указанный на рис. 3 способ включения контактов блокировочного реле напряжения не является единственно возможным. Контакт реле напряжения может быть также включен последовательно с обмоткой реле времени 2. Однако при такой схеме время, по истечении которого линия включается повторно, будет зависеть от того, производится ли отбор напряжения от поврежденной или от неповрежденной фазы.

При отборе напряжения от поврежденной фазы реле напряжения 14 может замкнуть свой контакт и запустить реле времени до отключения линии с противоположного конца; при этом время включения линии будет меньше, чем в случае, когда отбор напряжения производится от неповрежденной фазы линии.

Уставка на реле времени 2 должна быть больше максимально возможного времени отключения линии с противоположного конца. Для контроля наличия напряжения, подаваемого от устройства отбора напряжения, служит неоновая лампа 13.

Анализ показывает, что схема обладает большой надежностью. Худшим случаем является совпадение отказа в отключении выключателя на противоположном конце линии с повреждением фазы, от которой отбирается напряжение, или неисправностью реле напряжения 14. При этом возможно одно включение на несинхронные напряжения, если разделившиеся части системы выйдут из синхронизма. Но одновременное совпадение перечисленных условий маловероятно.

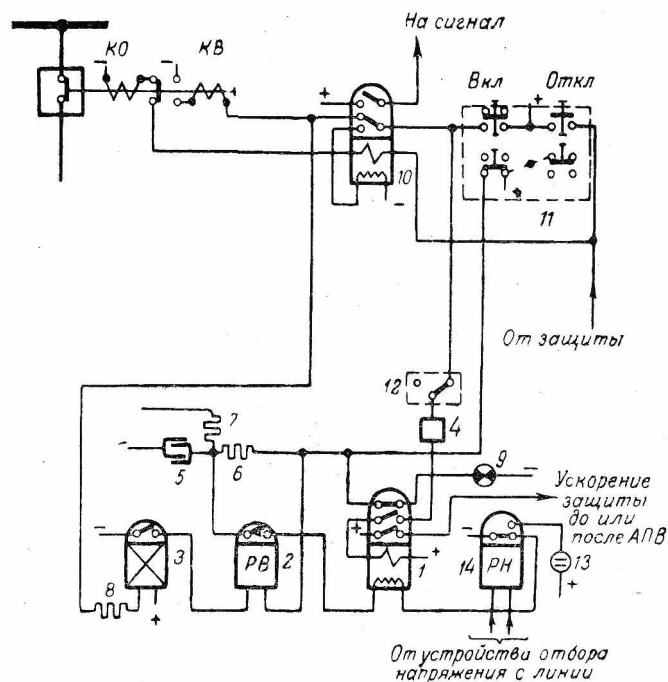


Рис. 3. Схема устройства АПВ с контролем отсутствия встречного напряжения на линии.

1 — 12 — то же, что и на рис. 1; 13 — сигнальная неоновая лампа; 14 — реле минимального напряжения.

⁴ Схемы разработаны Теплоэлектропроектом.

⁵ См. решение Технического управления МЭС № 101/Э от 4 августа 1949 г. (см. «Электрические станции», № 11, 1949 г., стр. 60).

Устройство ТАПВ с блокировкой, контролирующей синхронизм напряжений

Известны два способа осуществления схем устройств ТАПВ с контролем синхронизма напряжений применительно к линиям с двусторонним питанием: 1) «с улавливанием» синхронизма и 2) с блокировкой в первом цикле биений. Оба эти способа могут быть осуществлены на базе рассмотренной выше схемы рис. 1.

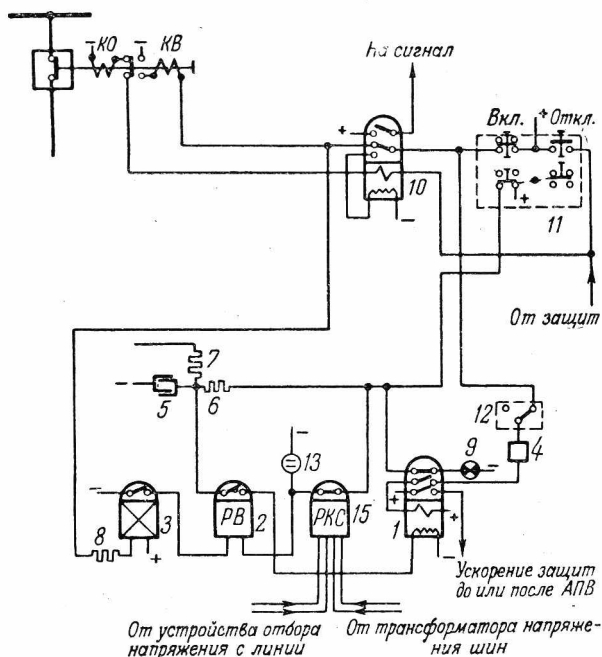


Рис. 4. Схема устройства АПВ с контролем синхронизма (с «улавливанием» момента синхронизма).

1 ÷ 12 — то же, что и на рис. 1; 13 — сигнальная неоновая лампа; 15 — реле контроля синхронизма (положение контактов реле 15 соответствует отсутствию напряжения на линии и на шинах).

Схема устройства ТАПВ с «улавливанием» синхронизма приведена на рис. 4. Примененное в ней реле контроля синхронизма нельзя считать достаточно надежным автоматическим синхронизатором, и поэтому использование его на линиях, являющихся единственной связью между частями системы, не всегда допустимо. В ряде случаев должно быть применено более сложное устройство контроля синхронизма (например, автоматический синхронизатор и т. п.).

В схеме рис. 4 контакт реле контроля синхронизма 15, замкнутый при синхронных напряжениях на линии и на шинах, включается последовательно с обмоткой реле времени 2. При отключении выключателя помимо ключа управления (например, от защиты) и при синхронных напряжениях на линии и шинах запускается реле времени 2.

Если напряжения на линии и шинах остаются длительно синхронными или если цикл их биений таков, что контакты реле 15 замкнуты в течение времени, большего уставки реле времени 2, то происходит АПВ; если цикл биений меньше указанного, реле времени не успевает замкнуть свои контакты, и АПВ не происходит⁶.

⁶ Для вывода устройства ТАПВ из действия при продолжительных биениях несинхронных напряжений

При отключении выключателя от ключа управления разряд конденсатора 5 происходит по цепи: верхний контакт реле 1 — сигнальная лампа 9; второй путь разряда (через обмотку реле времени 2), имеющийся в схеме рис. 1, в данной схеме отсутствует.

Схема очень проста и надежна. При неисправностях, в худшем случае, могут быть: отказ АПВ при совпадении действия устройства с повреждением цепи одной из обмоток или контактов реле контроля синхронизма 15 и одно несинхронное включение при совпадении действия устройства с одновременным обрывом цепей обеих обмоток реле 15. Совпадение последних условий мало вероятно.

Схема устройства ТАПВ с блокировкой в первом цикле биений в настоящей статье не приводится. Эта схема получается более сложной и, как показал анализ, менее надежной, чем схема с «улавливанием» момента синхронизма, поэтому применение ее нецелесообразно.

Серийный выпуск устройств АПВ

Как отмечено выше, рассматриваемые здесь схемы устройств ТАПВ приняты к серийному вы-

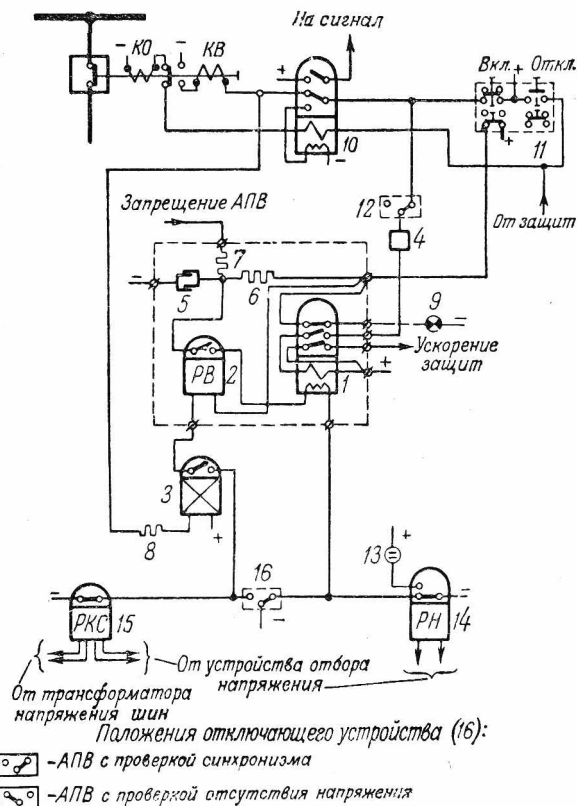


Рис. 5. Схема устройства АПВ для линий с двусторонним питанием.

1 ÷ 12 — то же, что и на рис. 1; 13 — сигнальная неоновая лампа; 14 — реле минимального напряжения; 15 — реле контроля синхронизма; 16 — отключающее устройство (положение контактов реле 14 и 15 соответствует отсутствию напряжения на линии и на шинах).

пуску. В комплектную поставку для линий с односторонним питанием включены:

схема рис. 4, в случае необходимости, может быть дополнена реле времени с уставкой 1—1,5 мин., которое, запускаясь одновременно с реле времени 2, будет его деблокировать при замыкании своего контакта.

- 1) двухобмоточное промежуточное реле 1, реле времени 2, конденсатор 5 и сопротивления 6 и 7 — смонтированные в одном кожухе;
- 2) промежуточное реле 3 с сопротивлением 8,
- 3) двухобмоточное промежуточное реле 10;
- 4) блинкер 4.

В комплектную поставку для линий с двусторонним питанием, дополнительно к указанному, заводом, включены реле напряжения 14 и реле контроля синхронизма 15.

Представляется целесообразным устанавливать с обеих сторон линии, имеющей двухстороннее питание, одинаковые устройства ТАПВ, в которых может быть (оперативно) применена либо блокировка, контролирующая отсутствие напряжения, либо блокировка, контролирующая синхронизм напряжений. На рис. 5 приведена такая комбинированная схема; пунктиром обведены основные элементы устройства ТАПВ, монтируемые в одном кожухе, и указаны все выводы (зажимы) в рекомендованном заводу исполнении. Отключающее устройство 16 предназначено для оперативного изменения принципа блокировки. При положении отключающего устройства 16, изображенном на рис. 5, устройство ТАПВ имеет блокировку, контролирующую синхронизм напряжений; если же отключающее устройство поставить в левое положение, то устройство ТАПВ будет иметь блокировку, контролирующую отсутствие напряжения на линии.

Устройство ТАПВ многократного действия

Устройства ТАПВ многократного действия выполняются путем применения нескольких устройств ТАПВ однократного действия. На рис. 6 в качестве примера приведена схема устройства двукратного действия. Схема действует следующим образом: при отключении выключателя помимо ключа управления срабатывает реле 3 и пускает реле времени первого и второго циклов; при замыкании контакта реле времени первого цикла конденсатор первого цикла разряжается на катушку промежуточного реле 1^I. Это реле срабатывает, и происходит включение выключателя; если линия снова отключается от защиты (повреждение не устранено), то вторично срабатывает реле 3, пускающее реле времени первого и второго циклов. Однако замыкание контактов реле времени первого цикла не приводит к включению выключателя, так как конденсатор первого цикла уже разряжен; при замыкании контактов реле времени второго цикла происходит срабатывание промежуточного реле 1^{II} и вторичное включение выключателя. Если линия отключается защитой и после второго включения, то последующих включений выключателя не произойдет, так как конденсаторы обоих циклов будут разряжены.

Следует отметить, что сопротивления 6^I и 6^{II} в цепи конденсаторов первого и второго циклов должны обеспечивать время заряда конденсаторов порядка 60 сек., что необходимо для выпол-

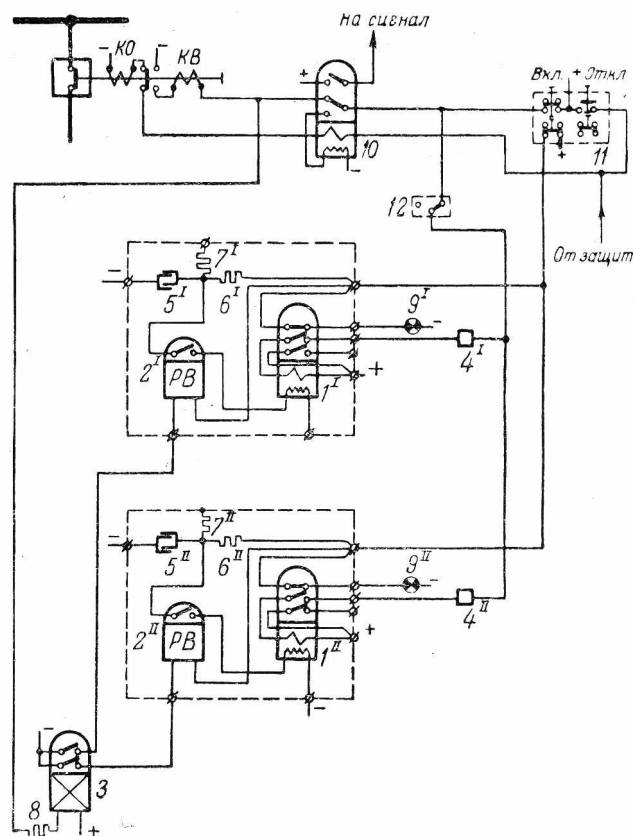


Рис. 6. Схема устройства двукратного АПВ.

1^I — двухобмоточное промежуточное реле первого цикла АПВ; 2^I — реле времени первого цикла АПВ; 4^I — блинкер первого цикла АПВ; 5^I — конденсатор первого цикла АПВ; 6^I и 7^I — сопротивления первого цикла АПВ; 9^I — сигнальная лампа накаливания первого цикла АПВ; 1^{II}, 2^{II}, 4^{II}, 5^{II}, 6^{II}, 7^{II}, 9^{II} — то же второго цикла АПВ; 3, 8, 10, 11, 12 — то же, что и на рис. 1.

нения требования заводов, изготовляющих высоковольтные выключатели, о соблюдении определенных промежутков времени между повторными включениями на короткое замыкание.

Выводы

1. Принцип, использованный в рассмотренных схемах устройств ТАПВ, позволяет осуществить АПВ линий с односторонним и двусторонним питанием. Кроме того, на этом же принципе могут быть легко построены схемы устройств группового и многократного АПВ.

2. Полное время цикла АПВ может быть получено любой необходимой длительности.

3. Устройства ТАПВ не требуют для своего включения жил в кабелях, проложенных между щитом управления и приводами выключателей.

4. Устройства имеют автоматический возврат в положение готовности к следующему циклу, а также автоматически выводятся из действия на время включения выключателя от ключа управления.

5. Как показали испытания и анализ схем, рассмотренные устройства АПВ обладают несомненными преимуществами по сравнению со схемами устройств ТАПВ, в которых использовано электромеханическое реле времени, имеющее проскальзывающий контакт.

Основные результаты исследования перенапряжений от заземляющих дуг

Канд. техн. наук Ч. М. Джуварлы

В электрической установке нарушение изоляции одной фазы с последующим замыканием на землю через дугу является одним из часто встречающихся видов повреждений. Иногда при этом имеют место пробои и перекрытия изоляции на других фазах, и очень редко — на той же фазе.

Существует распространенное мнение о возможности значительных кратностей возникающих при этом перенапряжений. Это мнение основано на различных объяснениях механизма образования перенапряжений от заземляющих дуг. Все предложенные теории имеют значительную давность и ни одна из них не получила экспериментального подтверждения. Имеющиеся экспериментальные исследования перенапряжений от заземляющих дуг или довольно стары и несовершенны, или невелики по объему и несистематичны.

О максимальной величине перенапряжений от заземляющих дуг также нельзя судить по результатам регистрации перенапряжений в эксплуа-

тации, так как в эти измерения всегда могут войти перенапряжения, обусловленные другими причинами.

Для выяснения действительной причины образования перенапряжений от заземляющих дуг в сети с изолированной нейтралью и определения максимально возможной кратности этих перенапряжений были произведены обширные и систематические исследования¹, количественные результаты которых приводятся ниже.

Установки и схемы испытаний

Опыты проводились при напряжении 6 кВ на двух моделях, в которых распределенные емкости сети на землю и между фазами были представлены концентрированными емкостями, а также

¹ Опыты проводились в ЦНИЭЛ МЭС и МКС и ВВС Мосэнерго с 1947 по 1949 г.

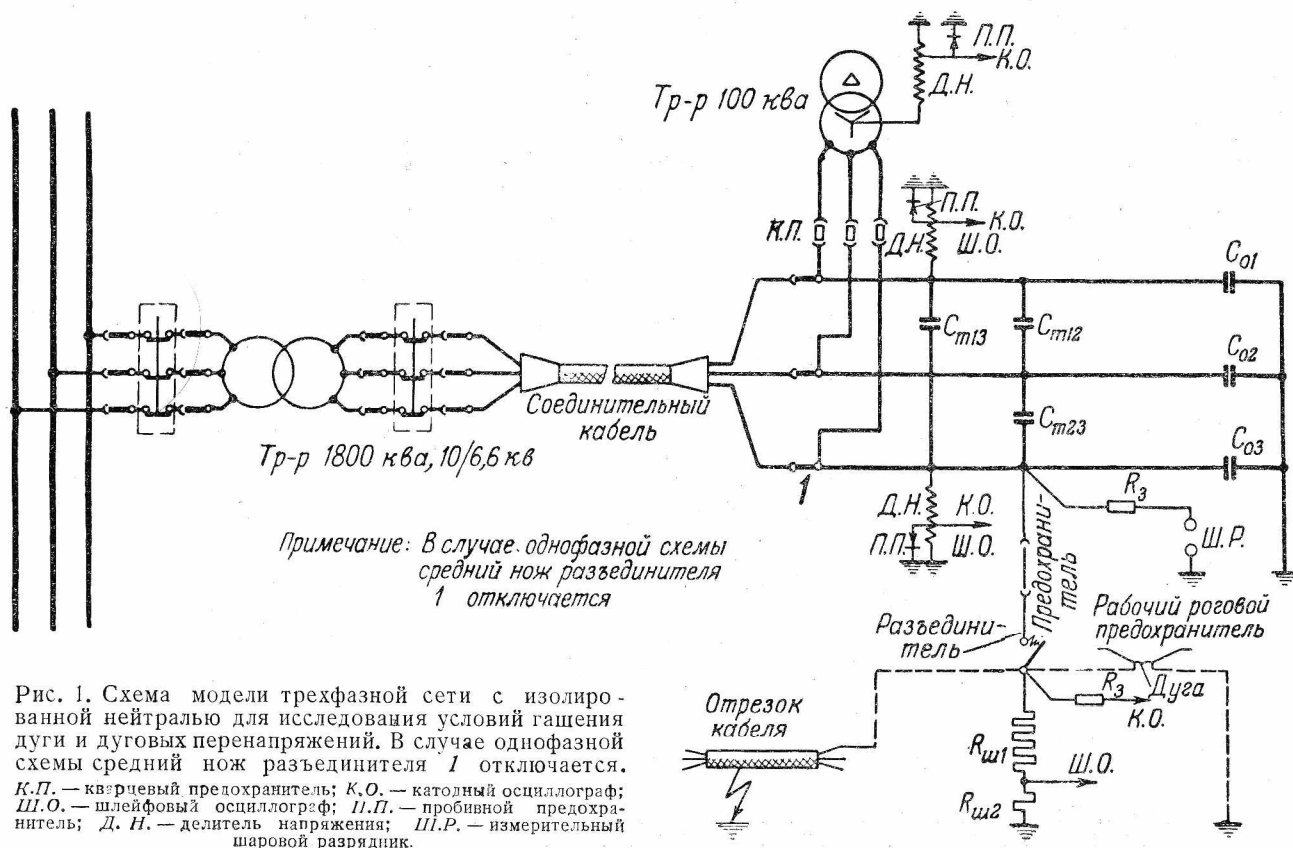


Рис. 1. Схема модели трехфазной сети с изолированной нейтралью для исследования условий гашения дуги и дуговых перенапряжений. В случае однофазной схемы средний нож разветвителя 1 отключается.
К.П. — кварцевый предохранитель; К.О. — катодный осциллограф; Ш.О. — шлейфовый осциллограф; П.П. — пробивной предохранитель; Д.Н. — делитель напряжения; Ш.Р. — измерительный шаровой разрядник.

в реальных воздушных и кабельных сетях 6 кв.

На первой модели проводились испытания с малыми емкостными токами замыкания на землю (0,47 и 3,5 а). Питание осуществлялось от трансформатора 50 кВа, 6/0,22 кв; $e_k = 3,6\%$.

На второй модели (рис. 1) проводились испытания с большими токами замыкания на землю:

$C, \text{ мкф}$	$I_z, \text{ а}$
2,2	8
6,25	22
12,8	45
20	70

где C — частичная емкость фазы на землю.

Мощность трансформатора была выбрана с таким расчетом, чтобы отношение частоты свободного колебания контура замыкания на землю и промышленной частоты было более 8, что соответствует реальным сетям не слишком малой мощности. При этом изменение напряжения источника за период свободного колебания практически не влияет на максимум перенапряжений на неповрежденной емкости.

Для исследования характера изменения напряжения нейтрали использовался трансформатор 100 кВа, 6/0,22 кв.

Исследования в реальной сети производились на следующих трех объектах:

1) в кабеле, работающем вхолостую, при токе замыкания на землю 3,5 а, приключенном к трансформатору, использованному для питания первой модели (сеть с малым током замыкания на землю);

2) в кабельной сети с током замыкания на землю 18 а без нагрузки (рис. 2);

3) в малопротяженной воздушной сети с током замыкания на землю 0,2 а, питающейся от синхронного генератора 560 кВа.

Зажигания дуги производились самыми различными способами:

а) дуга на изоляторе; б) дуга в кабеле; в) дуга при качании провода, присоединенного к большой фазе, над стальным листом; г) дуга на разъединителе; д) дуга на рогах рогового предохранителя и т. д.

Общее число замыканий на землю при исследовании на моделях было 16 000, при исследовании в сети — 3 500.

Величины перенапряжений

Поведение дуги замыкания на землю в зависимости от условий деионизации разрядного промежутка, различных при различных токах в дуге и внешних воздействиях (ветер, охлаждение, среда, в которой горит дуга, и т. п.), может быть весьма разнообразно. В связи с этим можно выделить заземляющие дуги с малым током (до ~ 5 а) или дуги, подверженные внешним сильно деионизирующим факторам. Эти дуги названы дугами большой деионизации в отличие от остальных, названных просто дугами. Характер развития перенапряжений и их величины при заземляющих дугах большой деионизации и при дугах — различный.

Наибольшие измеренные (катодным осциллографом и контролируемые шаровым разрядником) кратности перенапряжений на здоровой фазе $K_{здт}$, на большой фазе $K_{бт}$ и на нейтрали $K_{нт}$ для трехфазной схемы представлены в табл. 1.

В случае замыкания на землю через дугу большой деионизации, т. е. при гашении ее при первом прохождении тока замыкания через нуль, когда гашение происходит через полупериод свободного колебания, теоретически напряжение нейтрали превышает нормальное фазовое напряжение, но не может превысить $1,55 U_{фн}$, что подтверждается опытом. Исходя из этой величины напряжения нейтрали и экспериментально уста-

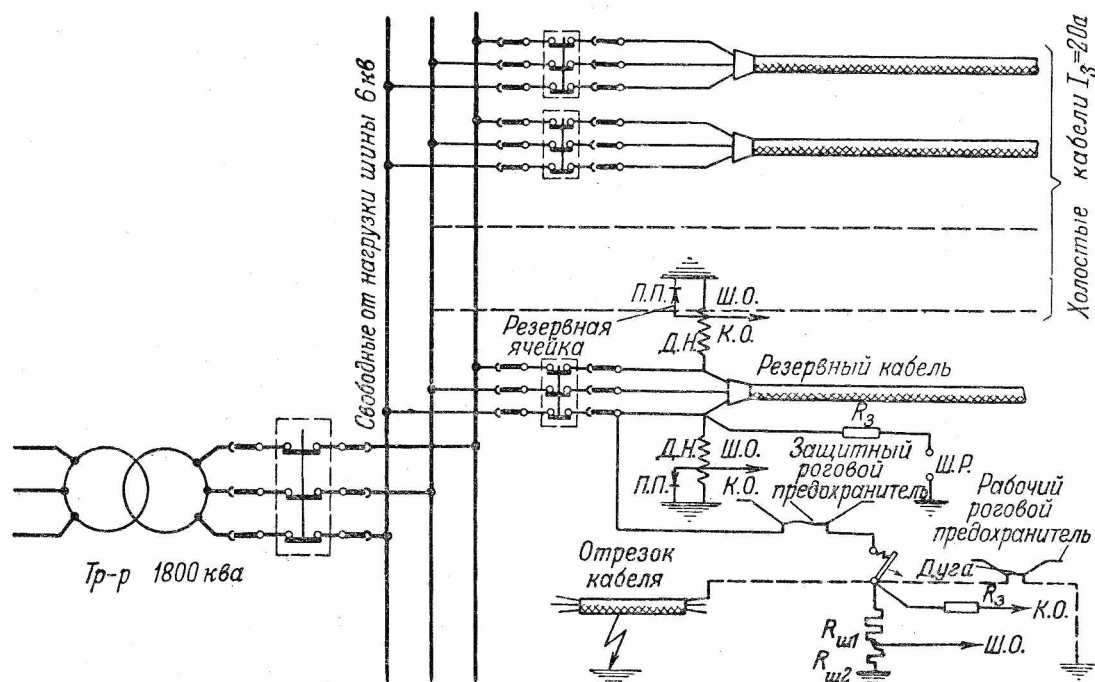


Рис. 2. Схема исследования условий гашения дуги и дуговых перенапряжений в некомпенсированной сети без нагрузки (холостые кабели). Ток замыкания на землю 20—25 а.

Вид замыкания на землю	Модель								Сеть							
	$C_m = 0$				$C_m = 1/3 C$				воздушная				кабельная			
	Количество измерений	$K_{эдт}$	$K_{бт}$	$K_{пт}$	Количество измерений	$K_{эдт}$	$K_{бт}$	$K_{пт}$	Количество измерений	$K_{эдт}$	$K_{бт}$	$K_{пт}$	Количество измерений	$K_{эдт}$	$K_{бт}$	$K_{пт}$
Дуга малого тока (большой деионизации) . . .	200	3,14	2,55	1,55	100	2,82	2,4	1,4	100	2,7	2,25	1,25	100	2,5	2,2	1,2
Дуга	200	3,38	2	1	100	3,05	2	1	—	—	—	—	200	2,6	2	1

новленной величины коэффициента, характеризующего затухание, доказано, что максимальная кратность перенапряжения на здоровой фазе равна 2,82. Это подтверждается многочисленными непосредственными измерениями перенапряжений шаровым разрядником.

В случае замыкания на землю через дугу гашение ее происходит через несколько полупериодов свободного колебания или, в частном случае, при нуле тока нормальной частоты. При этом теоретически наибольшее напряжение нейтрали не может быть выше нормального фазового напряжения. Наибольшая кратность перенапряжения на здоровой фазе с учетом экспериментально установленного коэффициента, характеризующего затухание, не превышает 3,15, независимо от тока замыкания на землю и условий возникновения дуги (в воздухе, в масле, в кабеле, в муфте и т. д.). При многочисленных непосредственных измерениях не было получено значения, превышающего эту величину.

Состояние изоляции

В процессе исследования перенапряжений от заземляющих дуг при различных токах замыканий на землю на модели и в сети электрооборудование (генераторы, силовые и измерительные трансформаторы, кабели, опорные и проходные изоляторы и т. д.) фактически находилось в течение продолжительного времени в естественных условиях испытания повышенным напряжением с величиной $U_{исп} = 3U_{фн}$, соответствующей наибольшему перенапряжению от заземляющих дуг.

Как известно, состояние изоляции оценивается испытанием повышенным напряжением и величинами $\lg \delta$ и сопротивления изоляции. В условиях испытаний состояние изоляции определялось величиной $\lg \delta$ и изменением сопротивления изоляции.

Из табл. 2 следует, что значения $\lg \delta$ для силовых трансформаторов до и после исследова-

ния перенапряжений от заземляющих дуг, а также величины сопротивления изоляции оставались неизменными.

Таблица 2

№ п/п	Данные генератора и трансформаторов	Объект испытания	Число замыканий на землю	$\lg \delta$		Сопротивление изоляции, MOM	
				до замыкания на землю	после замыкания на землю	до замыкания на землю	после замыкания на землю
1	560 кВа, 6,3 кв	Сеть	1 000	—	—	85	85
2	50 кВа, 6/0,22 кв	Модель и сеть	6 000	1,5; 3	1,5; 3	100	100
3	1 800 кВа, 10/6,3 кв	Модель	10 000	1; 1,5	1; 1,5	100	100
4	1 600 кВа, 9,6/6,3 кв	Сеть	2 500	1,2; 1,65	1,2; 1,65	100	100

Проведенное исследование показывает, что изоляция электрооборудования после длительного однофазного дугового замыкания на землю в сети остается годной для дальнейшей эксплуатации.

Выводы

Проведенные исследования позволяют утверждать, что при решении вопроса о допустимости работы с однофазным замыканием на землю следует исходить из наибольшей возможной кратности перенапряжений от заземляющих дуг, равной $3,15 U_{фн}$.

В соответствии с этим независимо от величин емкостного тока при надлежащем состоянии изоляции сети может быть полностью использовано основное преимущество сетей с изолированной нейтралью — возможность не отключать немедленно однофазные замыкания на землю. Другими словами, для нормальной изоляции всех элементов сети перенапряжения от заземляющих дуг безопасны.

ОТ РЕДАКЦИИ

Изучение опыта эксплуатации, проведенное ЦНИЭЛ МЭС, подтвердило, что перенапряжение от заземляющих дуг не представляет опасности для изоляции, регулярно подвергающейся испытаниям в соответствии с указаниями МЭС.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Пневматическая подача раствора для обмуровочных работ

При обмуровке котлов большой производительности применяющийся типовой шахтный подъемник зачастую не успевает обеспечить подачу материалов на все рабочие места.

На одной монтажной площадке во избежание указанных задержек была осуществлена пневматическая подача раствора для обмуровочных работ с помощью устройства, показанного на рисунке. В зольном помещении котельной устанавливается вытеснительный бачок, который прямой трубой диаметром 75 мм, проходящей снаружи котла, соединяется с расходным бачком, установленным на верхнем перекрытии котла. Из расходного бачка идет спускная труба к рабочему месту. К вытеснительному бачку подведена 12-миллиметровая труба от обычного компрессора, создающего в сети давление 5—6 ат.

падении давления следует быстро закрыть вентиль на подводе воздуха, тем самым предупреждая разбрызгивание раствора из расходного бачка.

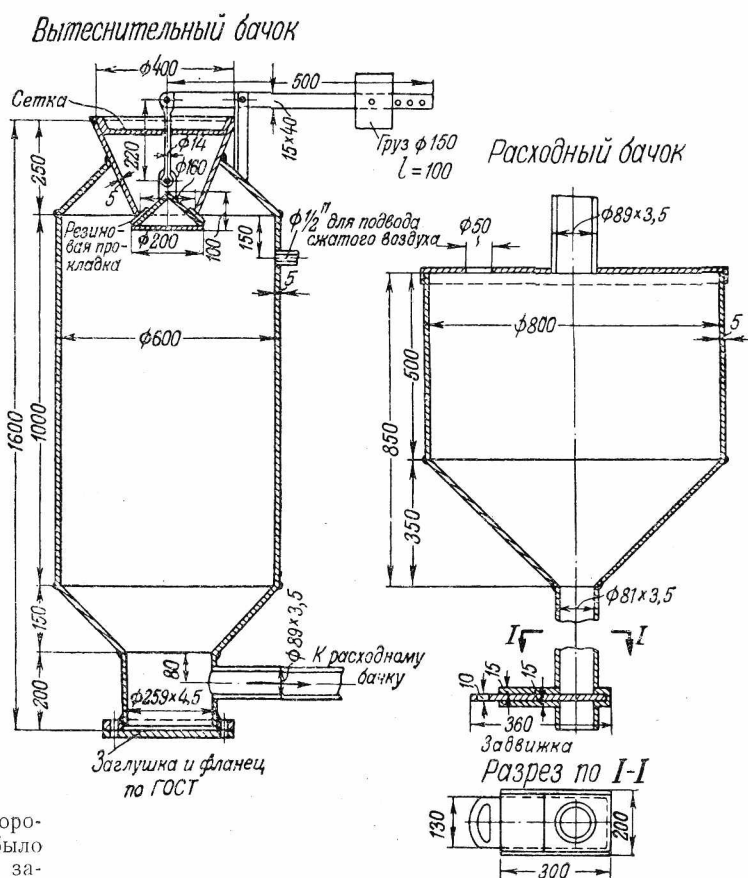
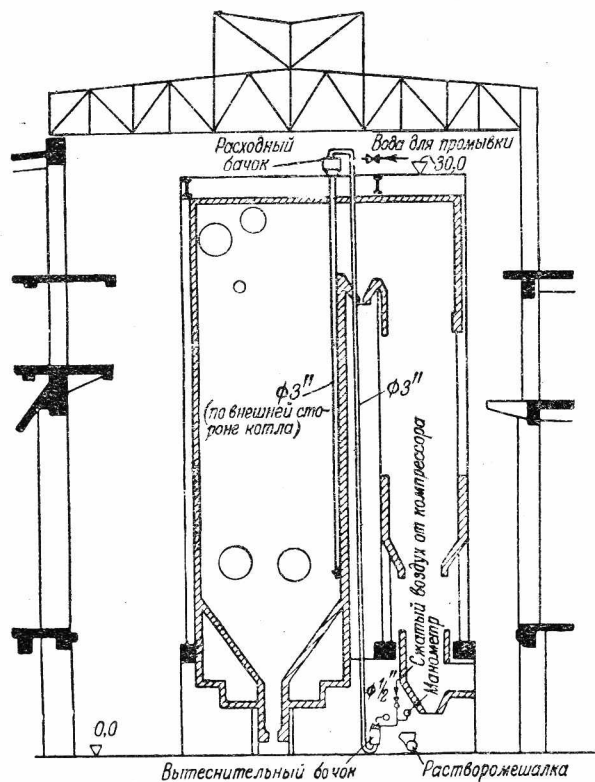
2. После подачи раствора в расходный бачок напорную трубу следует промыть водой.

3. Стояк от всасывающего бачка к месту потребления раствора надо проложить вертикально, без отводов и изгибов, во избежание застревания раствора в стояке при перерыве в работе.

4. Для подачи раствора из расходного бачка одновременно на разные отметки котла удобно пользоваться гибким шлангом или же спускной стояк сделать сборным из нескольких секций, телескопически раздвигающихся.

5. При обмуровочных работах, проводимых при минусовых температурах в котельной, во избежание застывания раствора необходимо применить паровой обогрев подачи раствора путем прокладки рядом паровой трубы.

Учитывая, что на крупных монтажных площадках всегда имеется компрессор, осуществить пневматический



Работу производят следующим образом. Из растворомешалки раствор загружают (желательно, чтобы это было самотеком) в вытеснительный бачок, который после загрузки закрывают крышкой; затем в бачок подают воздух от компрессора. Загруженный раствор давлением воздуха вытесняется в расходный бачок, откуда раствор самотеком подается к рабочим местам.

При работе пневмотранспорта необходимо обращать внимание на следующее:

1. При подаче раствора в расходный бачок надо следить за давлением воздуха по манометру. При резком

транспорт раствора не представляет трудностей. Применение же пневмотранспорта, механизмирующего процесс труда, сокращает количество подсобных рабочих и устраняет задержки в подаче материалов.

Инж. Н. Л. Бутенко

Некоторые дополнительные данные из практики применения хлорированных растворов

По данным, опубликованным в ряде строительных журналов, на стройплощадках, осваивавших впервые применение хлорированных растворов, имели место недостаточная прочность растворов, высолы и грязные пятна на поверхности и значительное удорожание штукатурки (до 2 руб. за 1 м²).

Эти отдельные неудачи должны быть отнесены прежде всего за счет недостаточных знаний строителями всех свойств хлорированных растворов.

Снижение стоимости хлорированных растворов достигается путем более экономного расходования хлорной извести, что может быть достигнуто:

1) за счет увеличения плотности отстоя до 1,08—1,09 при неизменном количестве затворителей путем тщательного протиранья раствора через сито, а не простого перемешивания, при котором достигается плотность отстоя не более 1,06—1,07;

2) за счет дифференцированного подбора плотности хлорированного раствора в зависимости от величины отрицательной температуры. Так, при температуре до —10°С совершенно достаточно применение хлорированного отстоя с плотностью 1,04—1,05, для получения которого требуется всего около 10 кг хлорной извести на 100 м³ отстоя, в то время как на получение 100 л отстоя плотностью 1,10 расходуется около 39 кг хлорной извести, или почти в 4 раза больше.

При оштукатуривании деревянных поверхностей при толщине намета менее 2 см и температурах начального периода выдерживания штукатурки не ниже —5°С возможны повышенная коррозия штукатурных гвоздей и появление на поверхности штукатурки ржавых пятен. Этого можно избежать путем обработки шляпок гвоздей плавным нефтесиликатом.

Полный намет штукатурки с окончательной заборкой накрывочного слоя должен выполняться в течение одной смены. Для затирки следует применять хлорированную воду.

Продолжительность хранения водного отстоя хлорной извести в непрозрачных и некоррозирующихся плотно закрытых сосудах при температурах среды не выше +20°С может быть допущена до 7 дней. При невыполнении хотя бы одного из этих условий отстой не должен храниться более одних суток, так как под воздействием каждого из них происходит усиленный распад активного хлора с ухудшением качества отстоя.

Качество зимних штукатурок с применением хлорированных растворов может быть обеспечено только при надлежащем контроле за хлорированной водой. Непосредственно на строительстве должны контролироваться:

1) каждая новая партия хлорной извести — частота контроля в зависимости от условий хранения — от 1 раза в месяц (условия соответствуют ГОСТ 1692-46) до 1 раза в неделю;

2) водный отстой хлорной извести, приготовленный на хлорной извести новой партии или на хлорной извести, значительно изменяющей свой состав за время хранения, либо, наконец, приготовленный ранее чем за 24 часа до употребления в дело.

Водный отстой должен удовлетворять следующим требованиям:

содержание активного хлора... $A = 5 \div 4\%$

содержание общего хлора..... $O = 4 \div 5\%$

и во всяком случае удовлетворять соотношению:

$$\frac{O - 0,5A}{0,5A} \leq 1,09 \div 1,20$$

(первые цифры относятся к рядовой, вторые — к термостойчивой хлорной извести).

Дозировка хлорной извести и воды, обеспечивающая получение отстоя, удовлетворяющего приведенным требованиям, может быть сохранена до тех пор, пока хлорная известь не изменит своего состава более чем на 1%; качество отстоя при этом контролируется по его плотности (ареометром).

Применение отстоя, не отвечающего указанным требованиям, может привести к понижению прочности, появ-

лению губчатой структуры и вспученной поверхности штукатурки, обильным высолом на ней и т. п.

Для анализа хлорной извести берется около 50 г пробы в ступку и тщательно растирается. В другую ступку отбирается точная навеска P (около 14 г растертого продукта) и растирается с небольшим количеством воды до получения однородной кашицы, которая переносится затем в литровую мерную колбу. Затем доливается вода до половины колбы и содержимое взбалтывается до однородного состояния, после чего доливается водой до черты.

Вес 1 мл раствора хлорной извести будет $P_a = \frac{P}{1000}$ г. Для определения содержания активного хлора

отбирают 25 мл хорошо взмученного раствора хлорной извести (или 4 мл отстоя, разведенного в 46 мл воды) и переносят в 3 конические колбы, вливают туда по 2 г иодистого калия, а затем по 30 мл двухнормальной серной кислоты и титруют приблизительно 0,1 нормального раствора гипосульфита натрия до полного обесцвечивания раствора. Количество активного хлора A определяется по формулам:

$$\text{для хлорной извести } A = 14,3T_z \frac{B_z}{v_{\mu} \cdot P_a}$$

$$\text{для отстоя } A = 14,3T_z \frac{B_z}{v_o \cdot D_o}$$

где T_z — титр гипосульфита натрия;

B_z — отсчет по бюретке при титровании;

P_a — вес 1 мл раствора хлорной извести;

v_{μ} — объем раствора, взятого для титрования;

v_o — объем отстоя, взятого для титрования;

D_o — плотность отстоя по ареометру.

Для определения содержания общего хлора следует отфильтровать 100 мл раствора хлорной извести или 50 мл отстоя и перенести по 20 мл фильтрата раствора (или по 4 мл фильтрата отстоя и 46 мл воды) в конические колбы. В каждую колбу добавляют 3%-ный раствор перекиси водорода каплями до прекращения выделения пузырьков, после чего добавляют каплями двухнормальную азотную кислоту до осветления раствора.

После этого добавляют в фильтрат раствора 0,4 мл, а в фильтрат отстоя — 0,5 мл 10%-ного водного раствора нитропрусида натрия и титруют 0,1 нормального раствора азотнокислой окисной ртути до появления муты, не исчезающей при взбалтывании.

Количество общего хлора O определяется по формулам:

$$\text{для хлорной извести } O = 21,483 \frac{T_a \cdot B_a}{v_{\phi\mu} \cdot P_{\phi\mu}}$$

$$\text{для отстоя } O = 21,483 \frac{T_a \cdot B_a}{v_{\phi o} \cdot D_{\phi o}}$$

где T_a — титр азотнокислой окисной ртути;

B_a — отсчет по бюретке при титровании;

$v_{\phi\mu}$ и $v_{\phi o}$ — объемы фильтратов раствора и отстоя, взятые для титрования;

$P_{\phi\mu}$ — вес 1 мл фильтрата раствора хлорной извести;

$D_{\phi o}$ — плотность фильтрата отстоя.

Плотность отстоя или фильтрата отстоя определяется с помощью ареометра.

В. З.

Упрощенный способ крупно-блочного монтажа металлического каркаса градирни

Для производства работ по монтажу металлического каркаса градирни поверхности охлаждения 2400 м² проектной конторой Донбассэнерго-монтаж были рассмотрены три возможных варианта подъема блоков.

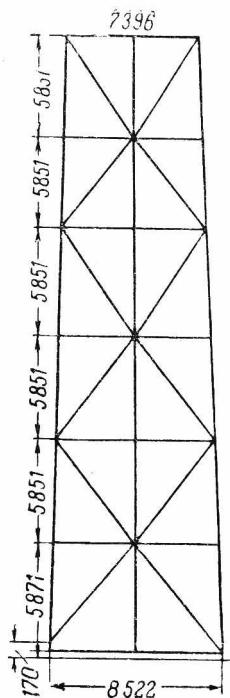


Рис. 1. Геометрическая схема панели.

Первые два заключались в следующем:

1. Использование существующего мачтового крана высотой 46 м со стрелой 28 м, укрепленного шарнирно на высоте 20,5 м от основания крана.

2. Использование только мачты этого крана высотой 46 м без стрелы. Мачта устанавливается у самой градирни, блоки поднимаются оттяжками, с последующим передвижением мачты поочередно к каждой грани.

Как первый, так и второй варианты не могли быть использованы, так как в первом конструктивные элементы не удовлетворяли

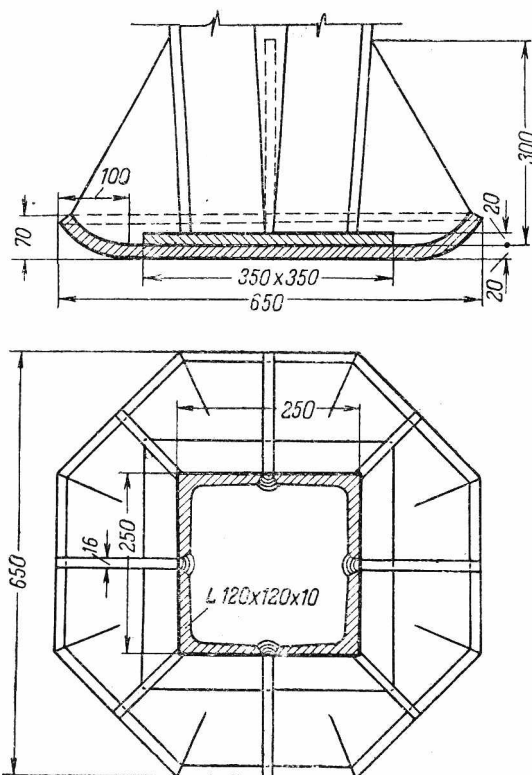


Рис. 2. Основание мачты.

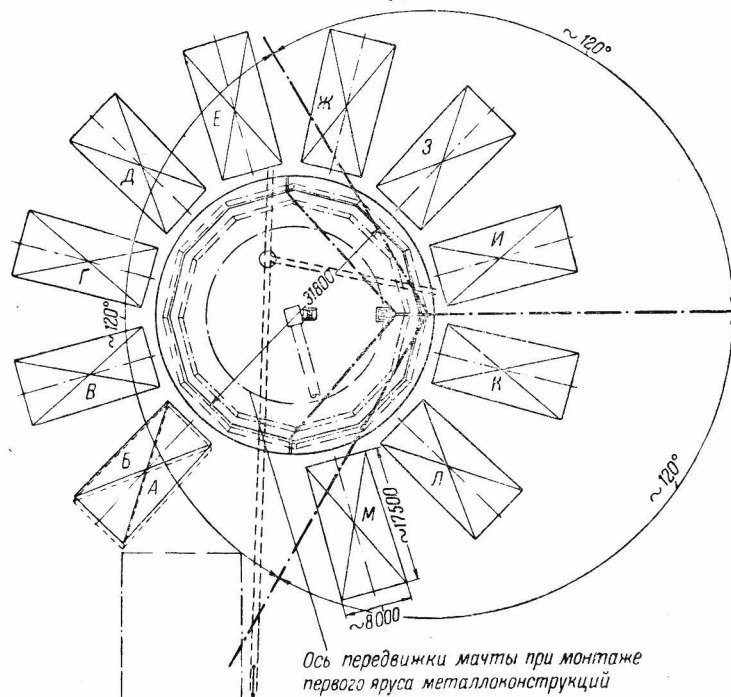
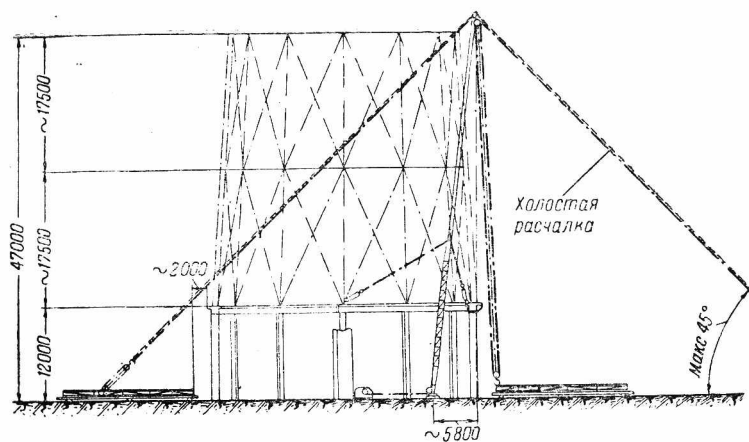


Рис. 3. Схема расположения монтируемых панелей.

условиям прочности, а во втором сама мачта на 1 м ниже градирни и верхняя часть ее также не удовлетворяла требованиям прочности. Усиление конструкции и наращивание мачты потребовали значительных затрат.

Поэтому был принят третий вариант — с использованием только нижней части мачты крана решетчатой конструкции с наращиванием ее трубой сечением 398×12 до высоты 49 м с двумя ярусами расчалок. Высота использованной части мачты 20 м, а наращенной 29 м.

Для того чтобы иметь возможность монтировать панели, не усиливая их конструкции (усиление только для подъема), решено было каждую полную панель градирни весом 12 т монтировать двумя блоками по 6 т. Высота каждого блока 17,61 м.

Геометрическая схема и основные размеры панели показаны на рис. 1.

Блоки собирались на строительной площадке и располагались возле каждой грани градирни. Сборка их проводилась на специальных стендах.

Основание мачты, выполненное сварным из листовых стали толщиной 20 мм, имело загнутые края, как указано на рис. 2, с таким расчетом, чтобы оно легко перемещалось при помощи лебедки. Мачта была установлена внутри градирни и расчаливалась тремя расчалками в двух ярусах, причем первый ярус расчалок, считая от основания, крепился к фундаменту градирни, а второй — на якорях.

Мачта перемещалась при помощи электролебедки 3 т, установленной на расстоянии до 3 м от фундамента градирни.

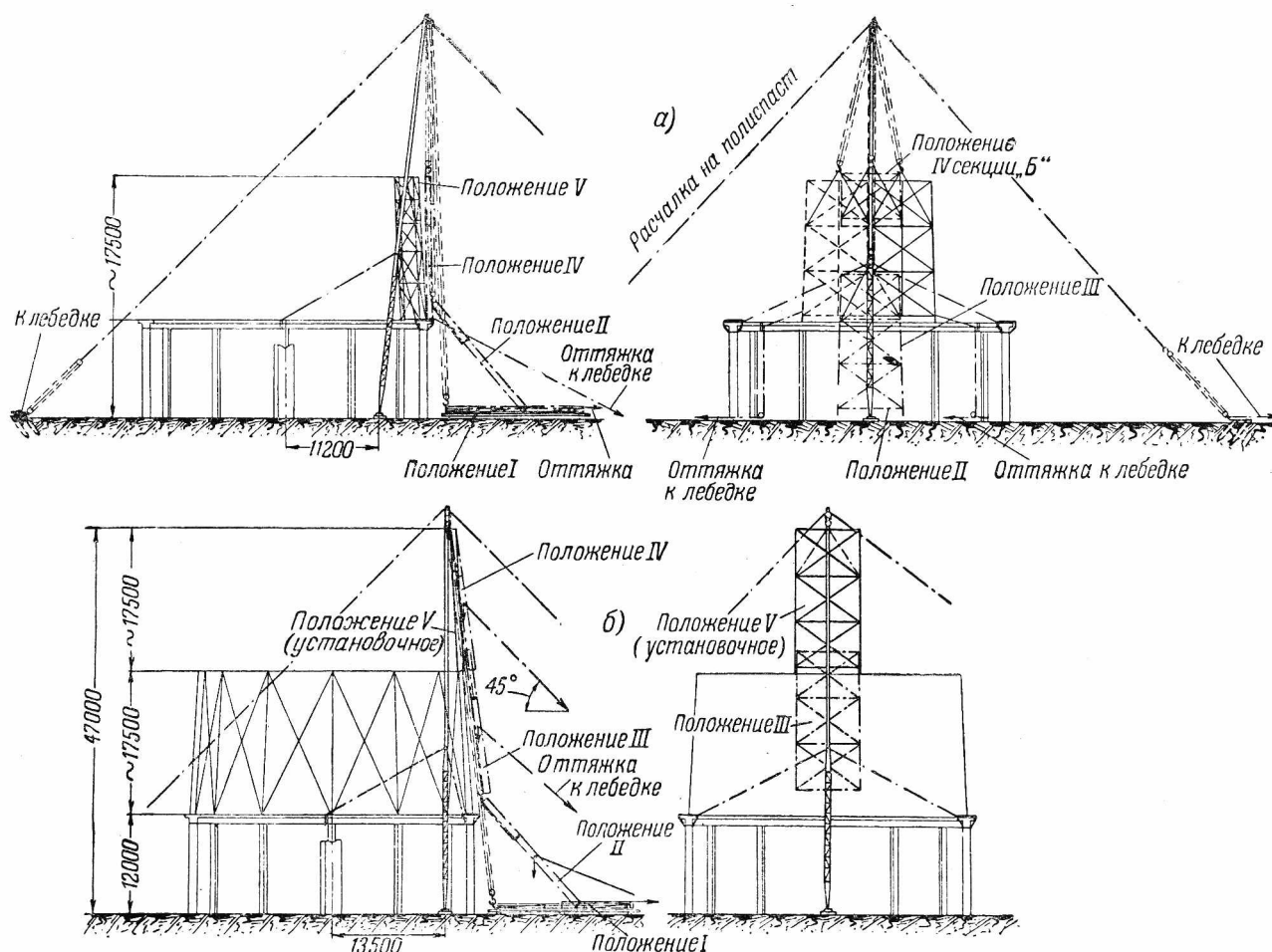


Рис. 4. Схема монтажа градирни.
а — первый ярус; б — второй ярус.

Схема расположения монтируемых панелей А—М с установочными положениями мачты указана на рис. 3.

Подъем блоков первого яруса панелей из исходного положения осуществлялся при наклоне мачты на 6—7°.

На рис. 4,а указаны промежуточные положения II, III и IV блока.

Благодаря возможности наклона мачты с одного ее положения выставлялись два соседних блока. Таким образом, для установки первого яруса мачта перемещалась 6 раз (рис. 5).

Для облегчения подъема блока он дополнительно строился посредине и несколько оттягивался лебедкой в наружную сторону от фундамента градирни.

Установленный первый блок нижнего яруса помимо крепления на фундаменте

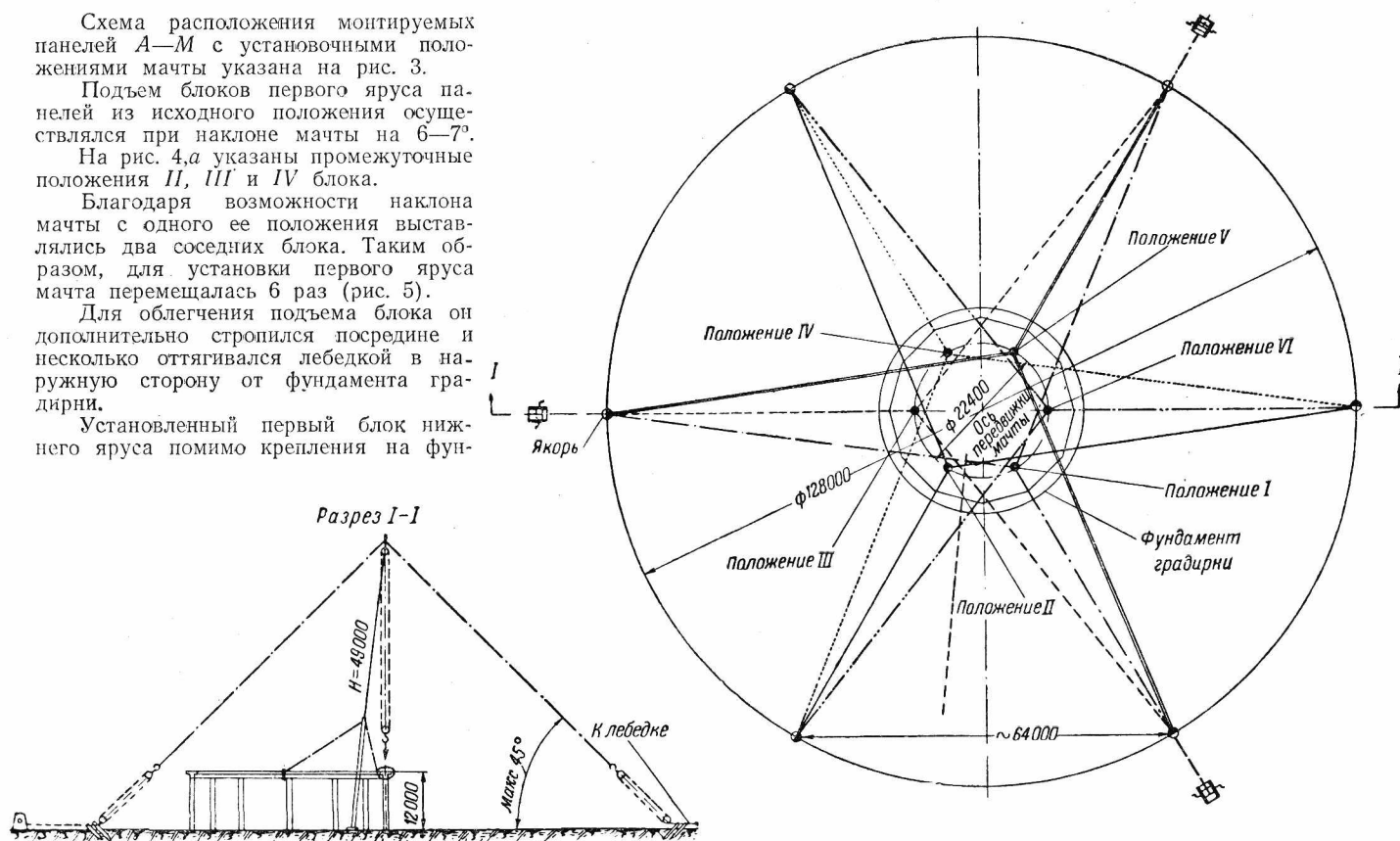


Рис. 5. Схема перестановки мачты при монтаже первого яруса панелей.

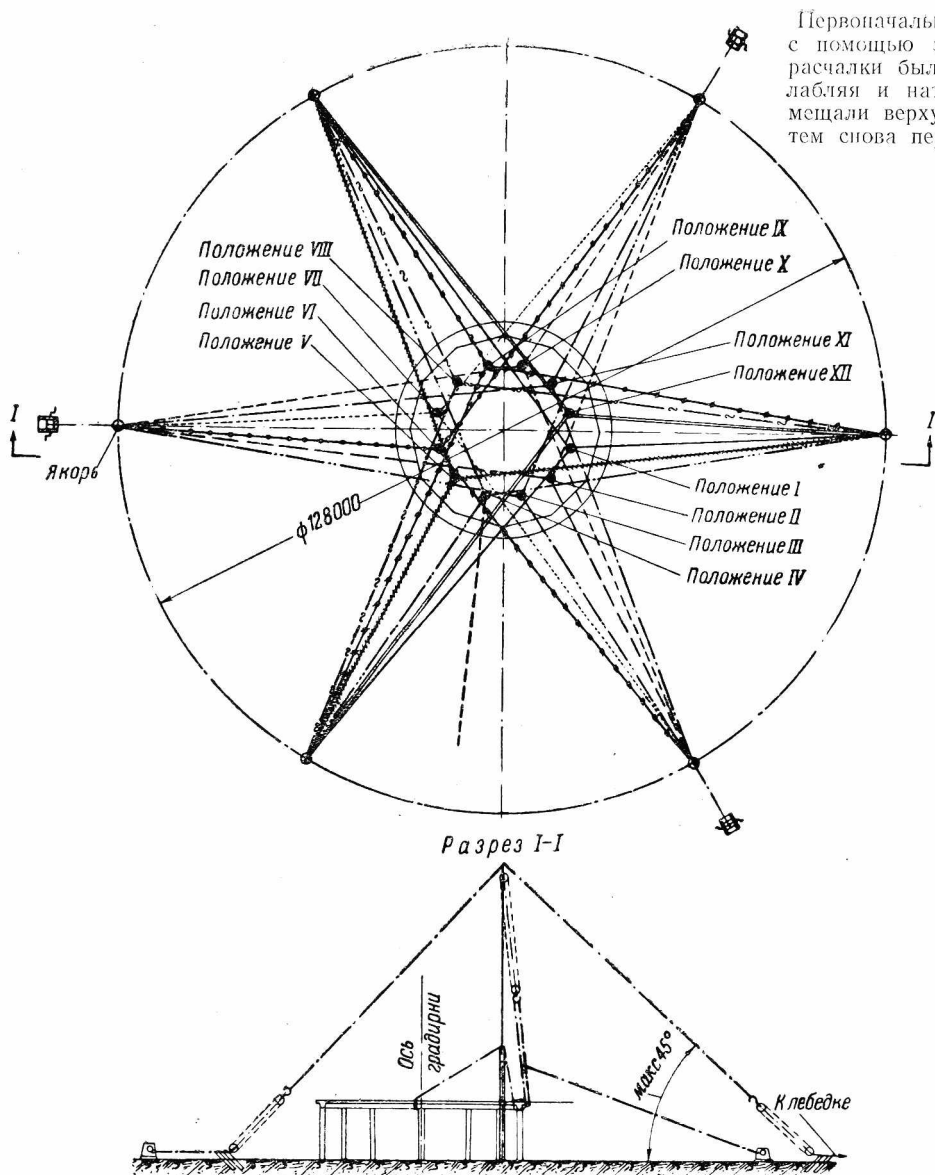


Рис. 6. Схема перестановки мачты при монтаже второго яруса панелей.

даментной панели закреплялся тросовыми расчалками, второй блок стыковался и соединялся с первым временными болтами, с последующей сваркой и т. д.

Передвижка мачты проводилась следующим образом.

Первоначально перемещалось на расстояние 2—3 м с помощью электролебедки основание мачты, причем расчалки были несколько ослаблены. После этого, ослабляя и натягивая соответствующие расчалки, перемещали верхушку мачты на требуемое расстояние, затем снова перемещалось основание мачты и т. д., пока мачта не занимала требуемого положения.

Для передвижки мачты в верхней ее части имелись заранее три свободных запасных расчалки, которые крепились к якорям очередного положения мачты, и при переносе рабочих расчалок мачта оставалась на запасных расчалках.

После установки первого (нижнего) яруса градирни мачта устанавливалась в вертикальном положении, стропился блок второго яруса, а затем непрерывным подъемом переводился в установочное положение. Поднимаемый блок оттягивался тросовыми расчалками (рис. 4, б).

Для того чтобы облегчить крепление первого блока второго яруса, один из блоков первого яруса выставлен неполной высотой 11,74 м, а затем уже на него выставлялся увеличенный блок второго яруса высотой 23,48 м.

Для установки второго яруса градирни мачта перемещалась еще 11 раз (рис. 6).

На всю работу по монтажу 12 панелей градирни (24 блока) затрачено 45 рабочих дней при восьмичасовом рабочем дне. На работах по монтажу этой градирни было занято 8 чел., т. е. столько же, сколько и на монтаже меньшей градирни из восьми панелей, описанной в статье гг. Дуброва и Колесникова¹.

Необходимо при этом отметить, что описываемый монтаж градирни проводился в трудных зимних условиях, при морозах до -30°C , причем вблизи монтируемой градирни расположен действующий брызгальный бассейн и ветром брызги относились на монтируемые конструкции, вызывая обледенение их.

Инж. А. А. Ковальчук,
инж. Е. К. Корчинский
и инж. В. Е. Штильман

¹ В. Д. Дубров и П. Г. Колесников, Крупноблочный монтаж металлической градирни при помощи мачты, "Электрические станции", № 10, 1949.



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Регулятор температуры к кислородомеру

Импортные кислородомеры, установленные на наших электростанциях для измерения содержания растворенного в питательной воде кислорода, часто работают плохо. Это происходит из-за того, что они требуют постоянства температуры воды, поступающей в датчик. Температура как питательной, так и охлаждающей воды в условиях электрических станций не постоянна. Для нормальной работы кислородомера требуется вручную регулировать температуру воды, поступающей в датчик кислородомера.

На тэц Уфимэнерго изготовлен и установлен регулятор температуры. Как видно из схемы (см. рисунок), питательная вода проходит по змеевику теплообменника и, охладившись до 18° С, поступает в датчик кислородомера.

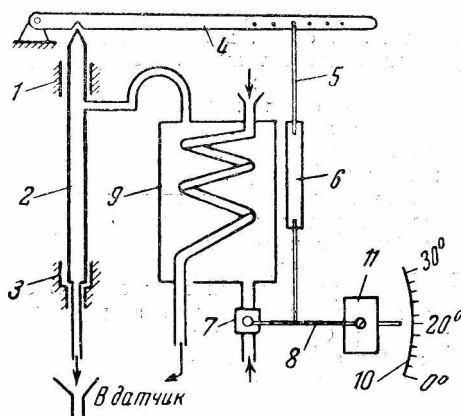


Схема регулятора температуры к импортному кислородомеру.

1 — направляющая втулка; 2 — термостатная трубка; 3 — упор; 4 — рычаг; 5 — тяга; 6 — муфта для регулировки тяги; 7 — регулировочный вентиль охлаждающей воды; 8 — рукоятка вентиля; 9 — теплообменник; 10 — шкала температуры; 11 — груз.

Охлаждающая вода из водопровода, поступающая под рубашку теплообменника через регулировочный вентиль 7, проходит через медную трубку 2 и свободно сливается.

Если температура питательной воды повысится, то повысится и температура охлаждающей воды в теплообменнике. При увеличении температуры охлаждающей воды термостатная трубка 2 удлиняется и поднимает рычаг 4 вверх. Рычаг 4 посредством тяги 5 поворачивает рукоятку 8 регулировочного вентиля, в результате чего увеличивается поступление воды и снижается температура питательной воды.

При переохлаждении питательной воды термостатная трубка 2 укорачивается, опускается рычаг 4 и под действием груза 11 вентиль 7 прикрывается, и уменьшается поступление охлаждающей воды. Это повторяется до тех пор, пока не установится нормальная температура питательной воды, поступающей в датчик.

Регулятор температуры, установленный на тэц, показал, что колебания температуры воды, поступающей в датчик кислородомера, не превышают $\pm 1,5^\circ \text{С}$.

Такой регулятор легко изготовить в условиях электростанции. По размеру он уместится на щите кислородомера «Кембридж».

Инж. А. В. Леваков

Измерение расхода воды пневмометрической трубкой

При нахождении опытным путем характеристики насоса (например, циркуляционного) значительные трудности представляет измерение расхода перекачиваемой им воды.

Определение расхода охлаждающей воды по тепловому балансу установки является в данном случае затруднительным, так как требует измерения в широких пределах нагрузки турбоагрегата, что не всегда возможно. Рекомендующий в литературе способ измерения расхода охлаждающей воды посредством устройства открытого водослива является громоздким и недостаточно надежным.

Наиболее простой и сравнительно точный способ измерения расхода воды, протекающей по трубопроводу, заключается в применении нормальной (двойной) пневмометрической трубки с микроманометром. Гидродинамический коэффициент такой трубки близок к единице, поэтому градуировка трубки не обязательна.

В нашей практике успешно применяется при испытаниях насосов своеобразная пневмометрическая трубка весьма простой и удобной конструкции (рис. 1), монтаж которой производится без остановки насоса. Трубка изготовляется из двух латунных трубок диаметром 7 и 10 мм, вставленных одна в другую и соединенных между собой при помощи пайки.

Полное давление потока воспринимается отверстием на концевой цилиндрической части наружной латунной трубки, а статическое давление, с учетом некоторого влияния динамического давления, благодаря особой форме концевой части пневмометрической трубки — отверстием на торцевой стенке (доннышке) внутренней латунной трубки.

Разность давлений, воспринимаемых обоими отверстиями трубки, измеряется дифференциальным манометром. По измеренному им перепаду давления h местная скорость в трубопроводе при температуре воды 0—20° С определяется по формуле

$$w = 0,14k \sqrt{h},$$

где k — гидродинамический коэффициент трубки, равный 0,7 (по данным тарировки с помощью нормальной пневмометрической трубки);

h — перепад давления по показанию дифференциального манометра, мм вод. ст.

Из приведенной формулы следует, что при $h = 1$ мм вод. ст. (возможная точность отсчета по одностекольному тягомеру или микроманометру) измеряемая трубкой скорость воды составит около 0,1 м/сек.

¹ Значение коэффициента k требует дальнейшей опытной проверки. Р е д.

Для определения средней скорости воды вводится коэффициент, учитывающий распределение скорости по сечению трубы. Этот коэффициент находится путем известного способа измерения величины h в 8—10 точках по диаметру трубы.

Монтаж трубки (рис. 2) производится на прямом участке всасывающей трубы циркуляционного насоса при помощи резиновой пробки 2, вставляемой в отверстие в стенке трубы. Измеренные расходы воды на всасывающей

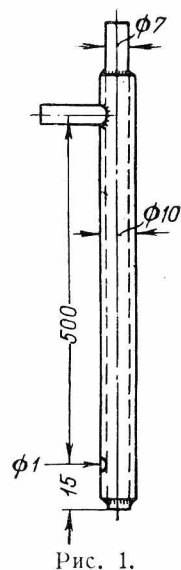


Рис. 1.

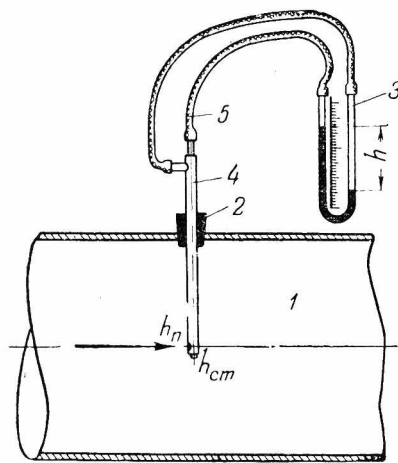


Рис. 2.

щей трубе циркуляционного насоса удобнее, чем на напорной трубе, так как из-за разрежения на всасе в соединительных трубках прибора будет находиться воздух, что позволяет применить для измерения перепада давления двухстекольный (U-образный) водяной дифференциальный манометр или одностекольный тягомер 3 с подкрашенной водой. Разница показаний $h_n - h_{cm} = h$ воспринимается уровнем подкрашенной воды U-образного тягомера, присоединенного к пневмометрической трубке 4 резиновыми трубками 5.

Кроме того, на всасывающей трубе представляется возможным измерить полный расход охлаждающей воды, которая обычно после насоса разветвляется на конденсатор, воздухоохладитель и т. п., а также легче выбрать прямой участок для установки трубки 2.

Инж. С. Н. Макарин

Эксплуатация системы обратного водоснабжения с брызгальным бассейном

Установленная на электростанции турбина имеет двухходовой конденсатор, разделенный по воде на две половины для возможности чистки трубок при работе турбины. Система водоснабжения обратная с охлаждением воды в брызгальном бассейне, состоящем из двух секций. Каждая секция бассейна имеет по три распределительных линии, оборудованных соплами П-16. Подача охлаждающей воды осуществляется двумя циркуляционными насосами пропеллерного типа с вертикальным валом.

Добавочная вода, поступающая в систему водоснабжения из реки, имеет карбонатную жесткость, достигающую в зимнее время 19—20 °Н.

Брызгальный бассейн, как и остальные сооружения станции, расположен на макропористых грунтах (суглинки III класса). Одежда откосов и дна бассейна выполнена из слоя мятой глины толщиной 30—50 см, поверх которого подсыпан песок с покрытием последнего защитным слоем 10—12 см бетона.

Надежность измерения при установке трубки на всасывающей трубе циркуляционного насоса будет обеспечена только при заполнении трубки и соединительных линий воздухом, что требует периодической продувки прибора атмосферным воздухом — Р е д.

Станцией ведутся систематические наблюдения за обводнением грунтов в зоне брызгального бассейна, для чего устроены шурфы на расстоянии 10 м от бассейна. Благодаря хорошей гидроизоляции бассейна обводнения окружающего грунта нет.

В первый период эксплуатации станции были значительные утечки воды из брызгального бассейна из-за некачественного выполнения гидроизоляционного слоя в местах прохода водоподводящих и водоотводящих труб, но затем эти утечки были устранены.

В зимнее время (станция расположена в Сибири) наблюдалось обледенение бетонных стенок и площадки около бассейна. Наросты льда были особенно значительными на перемычке между секциями и с северной стороны бассейна, достигая по высоте 8—10 м. Образование льда снижало охлаждающий эффект бассейна из-за ухудшения доступа воздуха и приводило к раздавливанию значительной части (около 30%) бетонных стенок бассейна. Это вызывало значительные затраты на восстановление бассейна во время капитальных ремонтов. Кроме того, в зимнее время приходилось выполнять работы по удалению льда для предупреждения сползания наледей в бассейн и разрушения при этом распределительных линий.

Одной из мер борьбы с обледенением брызгального бассейна является повышение температуры охлажденной воды до 10—15° С. Но это мероприятие понижает экономичность работы турбинной установки и дает малый эффект при очень низких температурах окружающего воздуха.

После опробования нескольких способов борьбы с обледенением станции применила для ликвидации наледей установку специальных «зимних» сопел, имеющих закрытый сверху заглушкой цилиндрический корпус с тремя щелевидными вырезами на боковой стороне, направленной в сторону места образования наледей (рис. 1). Выходящие из щелей концентрированные струи теплой воды препятствуют образованию наледей или заметно снижают ее высоту. Эти сопла, в количестве 12 шт. на весь бассейн, устанавливаются только на зиму, для чего снимается соответствующее количество сопел типа П-16. Установка «зимних» сопел производится в местах наиболее интенсивного образования льда, причем в случае необходимости отдельные сопла могут поворачиваться для изменения направления струи.

В результате осуществления этого мероприятия удалось добиться отсутствия значительного обледенения северной части бассейна и совсем освободиться от наледей на перемычке. Температуру охлажденной воды, поступающей в конденсатор, удалось при этом снизить с 10—15° С до 3° С без понижения надежности работы бассейна в зимних условиях. Суммарная экономия от этого мероприятия составляет около 50 тыс. руб. в год.

Характеристика установленных на электростанции пропеллерных насосов показана на рис. 2. Применение «зимних» сопел, имеющих гораздо меньшее сопротивление, чем сопла П-16, позволило увеличить расход воды через конденсатор при понижении в то же время расхода электроэнергии на циркуляционные насосы. В 1948 г. до установки «зимних» сопел расход электроэнергии на циркуляционные насосы составлял 2,26%, а в 1949 г., после установки «зимних» сопел, он снизился до 2,0%.

Пропеллерные насосы обладают рядом преимуществ и надежны в эксплуатации, но следует отметить наличие повышенного кавитационного износа их рабочих колес. Ремонт рабочих колес производится станцией помощью наварки изношенных мест медными электродами.

Большую работу пришлось провести коллективу станции по борьбе с накипеобразованием в трубках конденсатора.

Отложение накипи происходило особенно сильно зимой вследствие значительного увеличения в это время карбонатной жесткости добавочной и циркуляционной воды (в бассейне 20° Н и в реке 17,21° Н).

В первое время после пуска станции удаление накипи производилось путем химической чистки конденсатора соляной кислотой.

В 1946 г. в связи с перебоями в поступлении соляной кислоты были применены химическая чистка фосфорной кислотой, а также механическая чистка, но это давало очень незначительный эффект, и в конденсаторе продолжалось интенсивное отложение накипи. Поэтому с авгу-

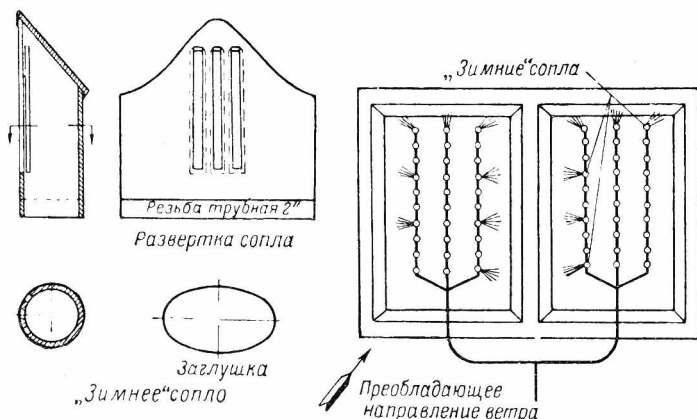


Рис. 1. Схема расположения и конструкция „зимних“ сопел брызгального бассейна.

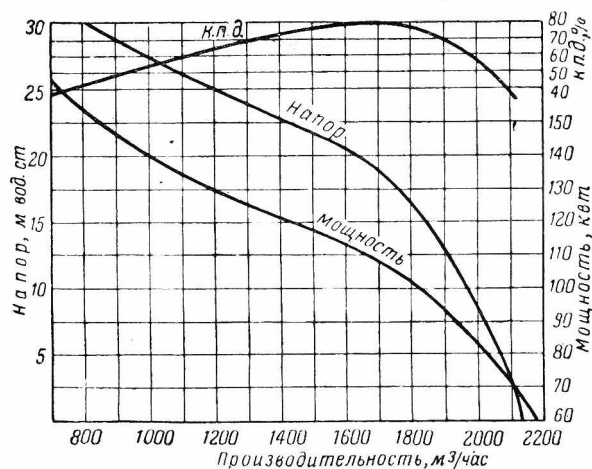


Рис. 2. Характеристика циркуляционного насоса пропеллерного типа.

ста 1947 г. был применен метод фосфатирования циркуляционной воды с помощью водной кислой вытяжки из суперфосфата (метод стабилизации раствора карбонатов).

Сперва была сооружена временная установка для приготовления водной вытяжки, состоявшая из двух баков, в одном из которых производилось смешивание фосфата с водой; после отстаивания водная вытяжка подавалась во второй бак, из которого уже производилась дозировка P_2O_5 в циркуляционную воду.

Персонал станции не имел опыта и поэтому правильный режим обработки воды был установлен не сразу: в первый период водная вытяжка суперфосфата вводилась в циркуляционную воду периодически; при приготовлении вытяжки не производилось предварительного подогрева воды, что снижало полноту использования суперфосфата.

Кроме того, вследствие невозможности по условиям работы станции предварительной очистки конденсатора, водопроводов и брызгального бассейна обработка циркуляционной воды была начата при наличии в циркуляционной системе старой накипи. Это привело к перерасходу реагента, часть которого затрачивалась на разрыхление старой накипи и к усиленному зашламлению трубопроводов и бассейнов. Последнее потребовало увеличения продувки бассейна и частых механических чисток конденсатора от шлама и отпавшей накипи.

Первое время наблюдалось разъедание старой накипи с поверхности; при этом на образце накипи можно было различить два слоя: ближайший к трубке темного цвета и над ним — более светлый слой. Верхний слой легко удалялся ножом, нижний оставался твердым и хрупким. Анализ показал, что оба слоя накипи состояли в основном из карбоната кальция. Верхний слой образовался в результате воздействия P_2O_5 на поверхность старой накипи.

В результате того, что отпадавшая старая накипь забивала трубки конденсатора в первый период после введения фосфатирования наблюдалось снижение вакуума в турбине.

С января 1948 г. была введена в работу постоянная установка для приготовления водной вытяжки и дозировки фосфата в циркуляционную воду (рис. 3) и установлен строгий режим обработки циркуляционной воды.

С этого времени ведется суточная ведомость по учету режима обработки циркуляционной воды. Для систематического наблюдения за результатами фосфатирования циркуляционной воды изготовлена контрольная установка с легко доступными для осмотра трубками, находящимися в условиях, близких к тем, в которых находятся трубки конденсатора. Ежедневное наблюдение за состоянием трубок контрольной установки позволяет судить об отложениях в трубках конденсатора.

Установленный режим обработки циркуляционной воды отличается следующим:

- применен метод непрерывного ввода кислой суперфосфатной вытяжки;
- концентрация суперфосфатной вытяжки равна 10 000 мг/л P_2O_5 ;
- избыток свободного P_2O_5 в циркуляционной воде поддерживается 3—4 мг/л.

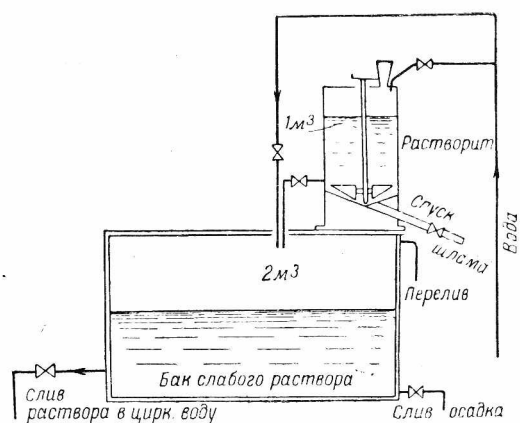


Рис. 3. Схема установки для приготовления раствора фосфата.

Среднесуточный расход добавочной воды, подаваемой в бассейн, составляет около 3% от полного расхода циркуляционной воды.

В начале 1948 г. была произведена химическая чистка конденсатора соляной кислотой, причем для уменьшения ее расхода была осуществлена регенерация отработавшей соляной кислоты путем обработки ее серной кислотой. Благодаря этому удалось сравнительно небольшим количеством соляной кислоты осуществить эффективную чистку конденсатора и совершенно освободить его трубки от накипи. Оставалось лишь небольшое количество совершенно забитых трубок, которые были постепенно очищены механическим путем.

Результаты проведения фосфатирования циркуляционной воды характеризуются цифрами, приведенными в таблице.

Результаты проведения фосфатирования циркуляционной воды

Год	Использование мощности турбины, %	Температура входящей воды в конденсатор, °С	Температурный напор, °С	Расход электроэнергии на циркуляционные насосы, %	Вакуум, %	Дозировка P_2O_5 мг/л	Число чисток конденсатора	
							химических	механических
1946	45,4	15	8,7	2,48	94,5	—	9	7
1947	50,4	15	10,6	2,52	92,8	2,0	7	24
1948	57,8	15,4	8,5	2,26	93,9	3,4	10	18
1949	69,0	14,7	7,3	2,0	95,0	3,0	2	5
1950	77,6	17,1	7,3	1,93	95,0	3,0	1	3

В настоящее время конденсатор турбины благодаря введению описанного метода обработки охлаждающей воды совершенно чист, и отложений в нем накипи не наблюдается. Достигнута значительная экономия топлива за счет повышения вакуума в турбине и снижения эксплуатационные расходы на обслуживание конденсационной установки сравнительно с периодом, когда борьба с накипью велась путем проведения химических чисток конденсатора.

Как уже отмечалось выше, осуществление в промышленных условиях обработки циркуляционной воды методом стабилизации раствора солей жесткости при отсутствии каких-либо информационных или руководящих материалов привело сперва к ряду ошибок, устраненных лишь по накоплению практического опыта. Сейчас, когда на опыте нашей и других электростанций доказана техническая и экономическая целесообразность внедрения метода фосфатирования циркуляционной воды, назрела необходимость выпуска руководящих материалов по применению этого метода.

Инж. И. К. Гедройц
и инж. В. П. Тараканов

Регенерация отработавшего трансформаторного масла местной глиной «нальчикин»

В энергетической системе Северного Кавказа до 1948 г. вопросам восстановления изоляционного масла не уделялось должного внимания, так как масло еще было пригодно к эксплуатации. Поэтому, когда в этой системе возникла необходимость регенерации большой партии масла с кислотным числом 0,31 мг КОН, персонал оказался неподготовленным к такой работе. Вследствие трудностей, возникших при регенерации масла силикагелем, из-за неполучения силикагеля в необходимом количестве и нужного качества, было решено попытаться использовать для этой цели местную отбеливающую глину «нальчикин». Однако испытание образцов глины, произведенное химической лабораторией, показало, что эта глина является слабым адсорбентом и совершенно непригодна для восстановления масла по методу перколяции.

По предложению работников ГЭС для регенерации масла применили следующий способ. Установили три бака (от выключателя 110 кв) емкостью по 2 т на открытом воздухе, залили в них масло, засыпали просушенную в течение двух-трех дней на стальных листах на солнце глину в количестве 20—30% их емкости и залили баки маслом доверху. Через пять суток отстоя часть масла становилась чистой, кислотное число понижалось до 0,040—0,050 мг КОН. Эта часть масла в количестве 400—500 кг спускалась через нижний кран, после чего верхние слои оставшегося масла опускались в глину. Через два-три дня снова отбирали 200—300 кг чистого хорошего масла и т. д. При этом выяснилось, что масло быстро и хорошо восстанавливается, если оно находится непосредственно в глине.

Потери масла в глине после обработки не превышали 5—7%. Глина после воздушной сушки на солнце в течение двух-трех дней при засыпке ее в масло не снижала диэлектрической прочности восстановленного масла.

Этим методом удалось восстановить 18 т масла, снизив кислотное число с 0,31 до 0,053 мг КОН; при этом было израсходовано 6 т глины. Стоимость восстановления 1 т масла силикагелем составляет 980 руб. (с учетом рабочей силы), а восстановления глиной «нальчикин» — 180 руб.

Применение описанного выше метода регенерации масла глиной может найти применение в ряде случаев, в особенности при отсутствии специального оборудования для регенерации. Этот способ не требует размолта, отпадает надобность в специальной регенерационной установке и при воздушной сушке глины не требуется специальных печей для просушки глины.

Инж. В. П. Ксмар

ОТ РЕДАКЦИИ

Примененный станцией способ регенерации трансформаторного масла на основе длительного контакта при очень большом расходе отбеливающей земли — около 33% — не является нормальным эксплуатационным приемом.

Потеря масла при регенерации пропорциональна расходу отбеливающей земли. Из этого соображения расход отбеливающей земли при регенерации изоляционных масел ограничивается 6—12% и при необходимости более глубокой очистки применяется предварительная обработка серной кислотой. На основе этого Оргэс разработана вполне оправдавшая себя методика регенерации масел, а Полтавским заводом выпускаются типовые установки, работающие по методу «кислота — земля», которые и следует рекомендовать для регенерации масел отбеливающими землями.

Обрыв провода на линии 110 кв из-за вибрации

На линии 110 кв после 10 лет ее эксплуатации из-за отсутствия защиты от вибрации произошел обрыв провода в поддерживающем зажиме.

В конструктивном отношении линия характеризуется следующими данными:

Средняя длина пролета 200 м
Опоры П-образные с высотой подвеса проводов 12 м
Провод М-70 (12 жил диаметром 2,7 мм по ГОСТ 7943/741 1935 г.)
Поддерживающие зажимы . . . глухие, качающиеся (типа РС-178 и РС-140)

Линия рассчитана по условиям I гололедного района по нормам 1933 г. Монтаж проводов произведен в 1939—1940 гг.

Осмотром места обрыва было установлено, что из 12 жил провода 6 жил, в том числе все 3 жилы внутреннего повива, имеют излом от вибрации. Последнее, т. е. излом внутренних жил, является очень существенным обстоятельством, так как осложняет своевременное обнаружение мест повреждений, угрожающих обрывом.

Производившимися на линии проверками состояния проводов в поддерживающих зажимах было выявлено следующее:

1. На участках линий, проходящих по открытой местности, на 88% промежуточных опор имеются повреждения проводов вибрацией; провод поврежден в 57% всех поддерживающих зажимов.

В лесистой местности повреждения проводов вибрацией редки — только на 5% промежуточных опор, в 2% всего количества поддерживающих зажимов.

2. Масштабы повреждений: обрыв одной жилы — 42%, обрыв двух жил — 31%, обрыв трех-семи жил — 27% от общего количества зажимов, в которых обнаружены повреждения.

3. Увеличение числа оборванных жил за 13 мес. (после выборочного осмотра) составляет: на одну жилу — 41%, на две жилы — 10%, на три-четыре жилы — 8%; в остальных 41% не было увеличения числа оборванных жил.

Столь значительные масштабы и прогрессирующий характер разрушения проводов вибрацией свидетельствуют о большой опасности вибрации и необходимости срочных мероприятий по защите подверженных вибрации линий. Необходимо увеличение производства демпферов в количестве, обеспечивающем защиту от вибрации как находящихся в эксплуатации, так и вновь сооружаемых линий.

При проектировании новых линий проект должен включать разработку конкретных мероприятий по защите линии от вибрации — это требование должно быть регламентировано «Правилами устройства».

Н. М. Шипов

Установка опоры на линии электропередачи под напряжением

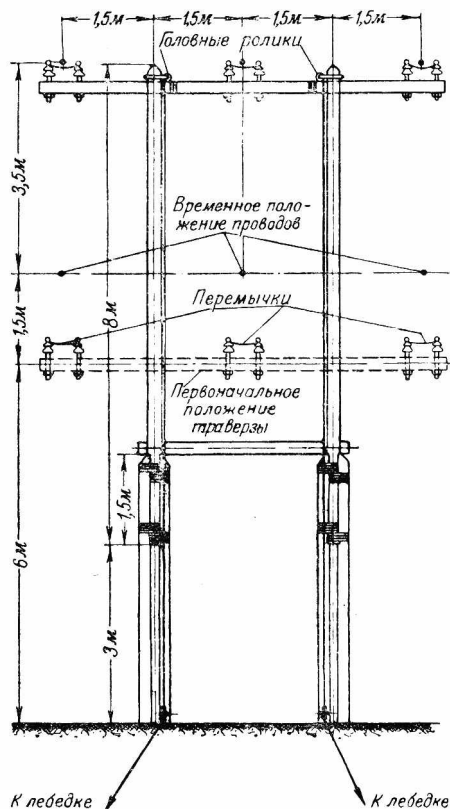
На линии электропередачи 22 кв на переходе через железную дорогу из-за подъема полотна расстояние от проводов линии до головки рельса оказалось нарушенным. По условиям работы потребителей линия не допускала отключения, а восстановление габарита не могло быть отложено.

Было предложено установить, приблизительно в середине пролета, промежуточную опору и тем поднять провода. Работа по установке дополнительной промежуточной опоры была выполнена без снятия напряжения с линии.

Линия была сооружена на деревянных П-образных опорах с Z-образными раскосами жесткости. Расстояние между фазами 3 м. Длина пролета на переходе 144 м. Трасса сравнительно ровная.

Работа была выполнена следующим образом. Примерно в середине пролета в створе линии были открыты котлованы. Здесь же была собрана промежуточная П-образная опора без раскосов (см. рисунок).

Траверза временно (на время подъема опоры) была закреплена на 1,5 м ниже уровня проводов в пролете и на каждую фазу было установлено по два изолятора



ШД-35 на расстоянии 40 см друг от друга. Шейки этих изоляторов были связаны проволокой, которая образовала перемычку между изоляторами. Эту перемычку обмотали хлопчатобумажным канатом, чтобы создать мягкое ложе для поддержания в нем провода линии.

Для жесткости опоры на уровне пасынков был установлен ригель. Опора с траверзой, закрепленной в нижнем положении, была подчята и установлена. Подъем опоры производился укороченной падающей стрелой; тяговые тросы вязались на уровне первоначального положения траверзы, чтобы не зацепить проводов линии в пролете. Затем помощью головных роликов, закрепленных на вершинах стоек и лебедки с хлопчатобумажными канатами, она была поднята и закреплена на свое постоянное место.

При подъеме, на высоте примерно 1 м от места своего временного крепления, траверза достигла уровня проводов, которые были приняты в заготовленные для них ложа. При дальнейшем подъеме ее провода были подняты на 3,5 м. Траверза с поддерживаемыми проводами была закреплена на свое постоянное место.

Работы по освобождению траверзы из нижнего положения и закреплению в верхнем, а также демонтаж канатов и головных роликов производились монтерами со стоек опоры.

Вся работа по установке опоры и подъему траверзы была выполнена за 3,5 часа.

Инж. Д. Б. Давидян

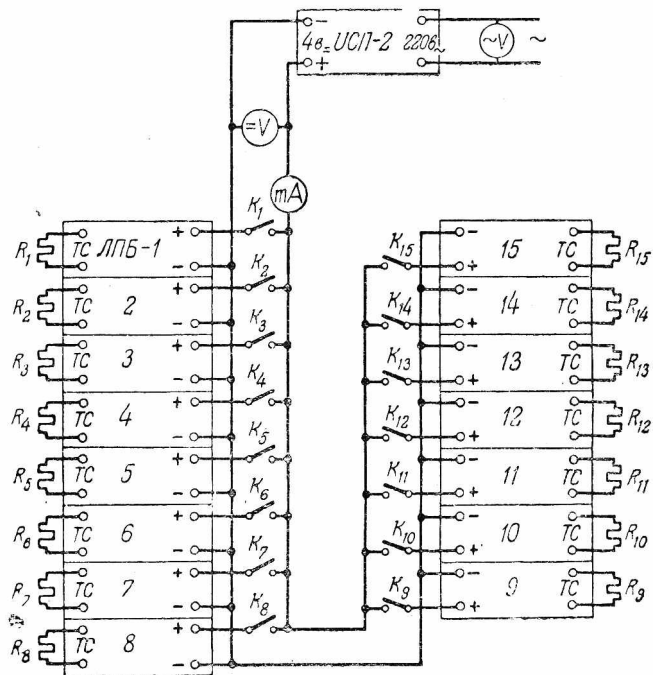
Подключение 15 логометров к одному источнику сетевого питания

Логометры старой конструкции типа ЛМПУ, выпускавшиеся ранее нашими приборостроительными заводами, потребляли 90—100 мА на прибор. В связи с этим при проектировании теплового контроля для каждого монтируемого на щите логометра предусматривалась установка отдельного источника сетевого питания — типа ИСП-2. В редких случаях, с большой осторожностью, к одному источнику подключалось 2—3 логометра.

Эта практика сохранилась и после выпуска логометров новой конструкции типа ЛПБ-46, хотя потребление тока у них значительно ниже и колеблется в пределах 20—30 мА.

Так как, согласно техническим условиям, источники сетевого питания ИСП-2 допускают нагрузку на стороне 4 в до 0,5 А, естественно, возникло предположение о возможности подключения к одному источнику сетевого питания до 15 логометров, которое было подтверждено экспериментальной проверкой.

В лаборатории «Севзаптеплесконтроля» была собрана схема (см. рисунок), в которой при помощи ключей К к источнику сетевого питания последовательно подключались один, два, три и до 15 логометров типа ЛПБ-46 на предел от -40 до $+10^{\circ}\text{C}$. Вместо термометров сопротивления были подключены манганиновые сопротивления, соответствующие положению стрелок, примерно, на середине шкал приборов.



Электрическая схема для проверки показаний 15 логометров ЛПБ-46, подключенных к одному источнику сетевого питания типа ИСП-2.

Как видно из таблицы, показания включенных логометров оставались неизменными, независимо от количества подключаемых приборов. Общее потребление тока 15 логометрами составило 0,385 мА. Таким образом, оставался еще резерв по току в 0,115 А.

Напряжение на стороне 4 в незначительно снижалось, в зависимости от количества подключаемых логометров. Во всяком случае снижение напряжения на 0,3 в не отражалось на показаниях приборов. При большем падении напряжения его всегда можно подрегулировать специальной подгоночной катушкой, имеющейся в источнике питания, уменьшив сопротивление этой катушки до необходимого значения.

Ощутительного перегрева селенового столба и обмоток трансформатора источника сетевого питания, в зависимости от количества подключенных логометров, обна-

Показания приборов, °С

Количество подключенных приборов	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	-10,0														
2	-10,0	-10,0													
3	-10,0	-10,0	-8,0												
4	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0											
5	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5										
6	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1									
7	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0								
8	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0	-10,0							
9	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0	-10,0	-10,8						
10	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0	-10,0	-10,8	-11,5					
11	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0	-10,0	-10,8	-11,5	-10,5				
12	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0	-10,0	-10,8	-11,5	-10,5	-10,0			
13	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0	-10,0	-10,8	-11,5	-10,5	-10,0	-10,5		
14	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0	-10,0	-10,8	-11,5	-10,5	-10,0	-10,5	-9,6	
15	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0	-10,0	-10,8	-11,5	-10,5	-10,0	-10,5	-9,6	-9,8
Заземлен один термометр сопротивления	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0	-10,0	-10,8	-11,5	-10,5	-10,0	-10,5	-9,6	-9,8
Заземлено два термометра сопротивления	-10,0	-10,0	-8,0	-10,0	-10,5	-9,1	-11,0	+10,0	-10,8	-11,5	-39,0	-10,0	-10,5	-9,6	-9,8

ружено не было. На проверенном источнике сетевого питания перегрев селенового столба оказался равным 31,5° С (при допустимом по техническим условиям 40° С) и обмоток трансформатора 26° С (при допустимом по техническим условиям 60° С).

Для уточнения влияния «поврежденного» термометра сопротивления на показаниях других приборов умышленно заземлялись сначала один, а затем два термометра.

Как видно из таблицы, заземление одного термометра никак не отразилось на показаниях приборов. При заземлении двух термометров потекли уравнительные токи, а логометры, подключенные к «поврежденным» термометрам, стали давать показания: один непомерно большие, а другой — малые. Таким образом, указанная схема включения позволяет быстро обнаружить поврежденные термометры.

Возможность подключения до 15 логометров на один источник сетевого питания позволит значительно сократить количество источников, обычно предусматриваемых в проектах теплового контроля. Вместе с тем, на уже работающих объектах при выходе из строя одного из источников сетевого питания можно будет подключать логометры к другим установленным на щите источникам, не прибегая к приобретению новых источников сетевого питания. Последнее особенно актуально для электрических станций, где на щитах теплового контроля сосредоточивается большое количество логометров.

Так как источники сетевого питания типа ИСП-2 в схемах теплового контроля применяются, помимо питания измерительных цепей логометров, также и для питания компенсирующего устройства в коробках автоматической компенсации температуры холодных сплав термопар КТ-08, а последние потребляют 50 мА, то один источник сетевого питания типа ИСП-2 можно использовать для питания 8—10 коробок КТ-08.

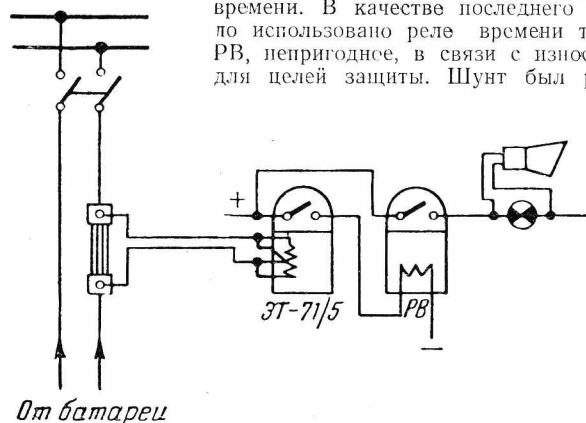
Инж. С. Л. Зарх

Сигнализация приваривания контактов промежуточного реле включения соленоидных приводов

Приваривание контактов промежуточного реле, установленного в цепи соленоидного привода выключателя, в эксплуатации является частой причиной сгорания катушек соленоидов включения.

По предложению автора на одной из подстанций была смонтирована сигнализация, действующая при приваривании контактов промежуточного реле включения приводов, по схеме, показанной на рисунке. Шунт врезаается в цепь разряда аккумуляторной батареи и вслед-

ствие этого обтекает ток, потребляемый всеми приемниками постоянного тока подстанции, в том числе соленоидными включениями приводов выключателей. К шунту подсоединяется токовое реле, воздействующее на реле времени. В качестве последнего было использовано реле времени типа РВ, непригодное, в связи с износом, для целей защиты. Шунт был рас-



считан по термической устойчивости на пропуск тока самого мощного соленоидного и для приведения в действие токового реле при работе наименьшего из приводов, установленных на подстанции.

Исходя из этого, было принято реле типа ЭТ-71/5, надежно работающее при параллельном включении катушек при токе трогания 10 А. Уставка по времени, во избежание ложных сигналов при работе приводов, принята 3 сек.

Расчет шунта производился по формуле

$$R_{ш} = \frac{I_{тр} \cdot R_p}{I_c - I_{тр}},$$

где $R_{ш}$ — сопротивление шунта;

$I_{тр}$ — ток трогания реле, равный 10 А;

R_p — сопротивление катушек реле при их параллельном включении;

I_c — ток включения наименьшего соленоидного.

Материалом для шунта послужили константановые проволоки диаметром 2 мм, впаянные медным припоем в пластины из красной меди. Годовая эксплуатация указанной сигнализации подтвердила надежность ее работы.

Инж. Б. М. Зецев

ОТ РЕДАКЦИИ

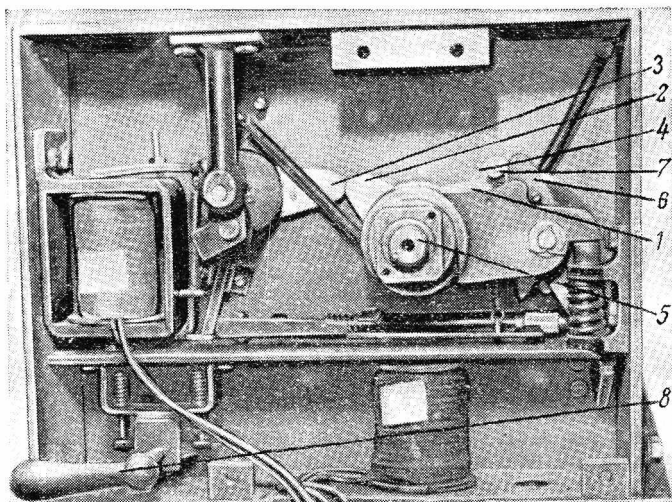
По вопросу защиты от сгорания катушек соленоидов включения в журнале «Электрические станции» уже опубликовывались предложения (см., например, «Электрические станции», № 8, 1949 г.).

Описанный здесь способ контроля также может найти применение. Однако при этом следует иметь в виду, что работа сигнализации может иметь место и при резких увеличениях нагрузки на аккумуляторную батарею, не связанных с включением выключателей (при включении аварийного освещения, подключении электродвигателей пылесосов и т. д.).

Устранение недостатка грузового привода типа АПВГ-2

При испытаниях грузового привода типа АПВГ-2* конструкции Оргрзс, изготавливаемого ремонтно-механическим заводом Латвэнерго, был обнаружен один конструктивный недостаток, заключающийся в следующем.

При нормальной работе привода во время включения выключателя вместе с поворотом рычага вала 1 (см. рисунок) по часовой стрелке вращается и жестко скрепленный с ним рычаг 2. Соприкаснувшись в конце хода с рычагом 3, он отжимает его вверх, после чего происходит их расцепление, и рычаг 3 свободно опускается вниз. В случае неуспешного АПВ (короткое замыкание не устранилось), вторичное отключение выключателя производится с помощью диска свободного расцепления 4. При этом последний, вращаясь с большей скоростью, чем вал привода 5, догоняет собачку 6 и ударом по ней пальца 7 производит ее расцепление с рычагом вала 1. Вследствие этого груз продолжает падать вхолостую, а рычаг вала 1 поворачивается обратно, и выключатель отключается.



Конструктивный недостаток привода заключается в том, что в некоторых случаях при повторном отключении выключателя быстродействующей защитой диск свободного расцепления успевает произвести расцепление собачки 6 с рычагом вала 1 до расцепления рычагов 2 и 3. В результате этого в первый же момент отключения выключателя, когда рычаг вала 1, а вместе с ним рычаг 2 начинают поворачиваться в обратном направлении (против часовой стрелки) под действием отключающих пружин выключателя, может произойти заклинивание рычагов 2 и 3, т. е. попадание их в положение «мертвой точки». Этот момент зафиксирован на рисунке.

Таким образом, указанный недостаток работы привода АПВ заключается в нечетком взаимодействии рычагов 2 и 3, что может привести к отказу в отключении выключателя в наиболее тяжелый момент — повторное отключение при неустранившемся повреждении. Выключатель может остаться включенным на короткое замыкание.

В этом случае нельзя непосредственно отключить выключатель ни от руки, ни замыканием цепи отключающей катушки. Рукоятка отключения 8 при этом на себя не

вытягивается (операция, необходимая при ручном отключении выключателя), так как рычаг 2 с большим усилием прижат к рычагу 3. Для отключения выключателя при заклинивании необходимо довести его сначала до положения полного включения, для чего следует повернуть штурвал доотказа влево, чтобы завести диск свободного расцепления до защелкивания, и далее произвести включение выключателя замыканием цепи катушки включения. Только после этой операции, когда заклинивание нарушается, можно произвести отключение выключателя как дистанционно, так и от руки.

Следует отметить, что при заклинивании доведение выключателя до положения полного включения затруднено в результате значительного усилия отключающей пружины выключателя, действующего на рычаги 2 и 3. В частности, усилие, развиваемое при падении груза и достаточное для нормального включения выключателя, оказывается недостаточным, чтобы нарушить заклинивание, и к штурвалу необходимо приложить дополнительное усилие.

Устранение рассмотренной возможности заклинивания при включенном положении выключателя, очевидно, не связано с большими затруднениями. Для этого необходимо изменить взаимное расположение рычагов 2 и 3 так, чтобы их расцепление происходило до замыкания контактов выключателя, а к моменту замыкания контактов рычаг 3 был бы уже в опущенном состоянии. Для большей надежности и четкости взаимодействия рычагов 2 и 3 можно утяжелить рычаг 3 или ускорить его опускание помощью небольшой пружины.

Инж. Н. М. Зуль

ОТ РЕДАКЦИИ

В настоящее время привод АПВГ-2 не выпускается и заменен приводом АПВГ-3. В последнем предусмотрена возможность такой регулировки положения рычага (не имеющейся в приводе АПВГ-2), которая позволяет исключить возможность заклинивания. Это делается при выпуске привода с завода. Приводы АПВГ-2 были выпущены в ограниченном количестве и там, где они находятся в эксплуатации, следует позаботиться об устранении описанного недостатка.

Измерение индуктивности и активного сопротивления дросселей резонансным методом

Наиболее часто измерение параметров дросселей измерительных приборов производится при помощи моста на частоте 800—1000 гц. В большинстве случаев эта частота не соответствует рабочей частоте дросселя, а ток, проходящий по его обмотке, не соответствует рабочему току. Это может привести к весьма значительному расхождению измеренных параметров с теми, которыми дроссель обладает в рабочей схеме.

Резонансный метод исключает эти погрешности, позволяя производить измерение при частоте и токе, соответствующих рабочему режиму. Схема измерения представлена на рисунке. Изменяя емкость C , добиваются резонанса напряжения в контуре. Показателем

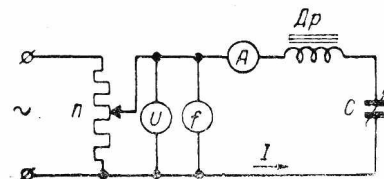


Схема измерения параметров дросселя резонансным методом.

резонанса является максимальное отклонение стрелки амперметра. При этом, регулируя напряжение U потенциометром Π , следует установить ток, равный рабочему току дросселя D_r . Измерив при резонансе напряжение \bar{U} , частоту f_0 , ток I и емкость магазина или набора кон-

* Описание привода см. А. И. Костромин, Новый грузовой привод для автоматического повторного включения и автоматического включения резерва, «Электрические станции», № 9, 1949 г.

денсаторов C , можно подсчитать параметры дросселя, а именно:

индуктивность

$$L = \frac{1}{4\pi^2 f_0^2 C}$$

и активное сопротивление

$$R_a = \frac{U}{I} - R_{амп},$$

где $R_{амп}$ — сопротивление амперметра.

Определив сопротивление обмотки дросселя постоянному току R_n (мостом постоянного тока), можно вычислить сопротивление:

$$R_o = R_a - R_n.$$

эквивалентное потерям в сердечнике дросселя.

Если имеется генератор с регулируемой частотой, то можно, подобрав ориентировочно емкость, получить резонанс, изменяя в небольших пределах частоту. Расчетные формулы при этом остаются те же.

Резонансный метод удобно применять для измерения средних и больших индуктивностей. Используя приборы класса 0,2—0,5, рассчитанные на применение их на данной частоте, и с той же точностью измеряя емкость, можно получить погрешность измерения порядка 0,5—1,0% при дросселях с высокой добротностью. При точных измерениях нужно применять стрелочный частотомер, а также следует производить измерение емкости конденсаторов, а не оценивать их по номиналу, либо использовать прецизионные конденсаторы или магазин емкости. Во избежание пробоя конденсаторов следует проверить, отвечает ли их рабочее напряжение требованию —

$$U_{раб} \geq \frac{1}{2\pi f C} \text{ в момент резонанса.}$$

Пример. Измерение параметров дросселя, применяемого в частотомере ДЧ-49 завода «Энергоприбор»: катушка 7600 витков провода ПЭЛ диаметром 0,18 мм, сердечник из молибденового пермаллоя, воздушный зазор 0,7 мм. Измерение проводится при частоте около 50 гц и токе 15 ма.

Применяемые приборы: ламповый генератор промышленной частоты типа ГПЧ-1 (изготовления ЦНИЭЛ) мощностью 22 ва с пределами изменения частоты от 40 до 60 гц; стрелочный частотомер типа ДЧ-49, разработанный ЦНИЭЛ и изготовленный заводом «Энергоприбор» со шкалами 44—55 гц в классе 0,5 и 48—51 гц — в классе 0,2; вольтметр класса 0,5 и миллиамперметр класса 1; магазин емкостей до 1 мкф с точностью 0,2%.

Ориентировочно подобрав емкость и затем плавно изменяя частоту, получаем при резонансе следующие результаты.

$$U = 12,4 \text{ в; } I = 15 \text{ ма; } f_0 = 50,1 \text{ гц; } C = 0,262 \text{ мкф;}$$

$$R_{амп} = 20 \text{ ом.}$$

Подсчитываем:

$$L = \frac{1}{4\pi^2 f_0^2 C} = \frac{1 \cdot 10^6}{4\pi^2 \cdot 50,1^2 \cdot 0,262} = 38,6 \text{ гн;}$$

$$R_a = \frac{U}{I} - R_{амп} = \frac{12,4}{15 \cdot 10^{-3}} - 20 = 807 \text{ ом.}$$

Измерив мостом постоянного тока $R_n = 603 \text{ ом}$, получаем:

$$R_o = R_a - R_n = 807 - 603 = 204 \text{ ом.}$$

В. С. Скитальцев

О способе проверки герметичности поплавков газовых реле

В течение нескольких лет на вновь вводимых объектах, где отсутствовали установки для испытания герметичности поплавков газовых реле под давлением, наладочной группой треста «Донбассэлектромонтаж» применяется следующий способ их проверки.

Вновь устанавливаемое газовое реле подвергается ревизии и разборке. Металлические поплавки после протирки взвешиваются на технических весах, и вес их записывается. После взвешивания поплавки с дополнительно прикрепленным грузом погружаются в сосуд с горячим трансформаторным маслом (температура 100—120°С), желательнее в стеклянную посуду из огнестойкого стекла.

При этом производится наблюдение за выделением пузырьков, появление которых свидетельствует о неплотности поплавков газового реле. Следует учитывать, что в момент погружения поплавков возможно появление пузырьков за счет частиц воздуха, отделяемых от поверхности погружаемых поплавков с грузом.

Поплавки оставляются в сосуде с маслом до остывания масла (до температуры окружающей среды).

Из остывшего масла извлекаются поплавки, освобождаются от дополнительного груза, тщательно обтираются от масла и повторно взвешиваются на технических весах. Полученный вес сравнивается с показанием первоначального взвешивания.

Увеличение веса в несколько миллиграммов обычно бывает за счет оставшегося на поверхности поплавков трансформаторного масла.

Значительное увеличение веса поплавков свидетельствует о проникновении масла внутрь поплавков. Такие поплавки негерметичны и подлежат ремонту, а после ремонта — повторному испытанию.

Применять воду вместо трансформаторного масла нецелесообразно, так как вода по сравнению с трансформаторным маслом обладает меньшей проникаемостью в малые отверстия.

Проверка поплавков газовых реле в период эксплуатации, т. е. во время ревизии и проверки защиты трансформатора, может ограничиться только взвешиванием поплавков для сравнения веса с результатами взвешивания, произведенного перед вводом реле в эксплуатацию.

Инж. П. Г. Глоба

ОТ РЕДАКЦИИ

Описанная инж. Глоба проверка поплавков более проста, чем широко применяемый способ испытания с помощью опрессовки. Однако она более сложна, чем проверка, описанная в статье инж. Калманович («Электрические станции», № 11, 1950 г.), отличающаяся от последнего способа тем, что поплавки помещаются не в горячую воду, а в горячее масло и добавляется двухкратное взвешивание поплавков.

Несколько целесообразно это дополнение, может показать только опыт эксплуатации. Поэтому редакция просит сообщать о случаях, когда нарушение герметичности поплавков газовых реле, не будучи выявлено по выделению пузырьков при погружении поплавков в горячее масло или воду, обнаружится только взвешиванием поплавков.

В практике проверок газовых реле следует в виде опыта на части испытуемых реле употреблять описанный выше способ проверки с дополнительным взвешиванием, в основном ориентируясь на более простой способ, описанный в № 11 за 1950 г.

Передвижка пульта управления на действующей электростанции

Опыт эксплуатации главного щита управления крупной теплоэлектростанции выявил неудовлетворительность компоновки пультов и панелей управления. Удаленность пультов от панелей при ширине прохода между ними в 2 м создавала очень неблагоприятные условия для персонала, так как показания приборов с трудом различались даже при фронтальном наблюдении с передней стороны.

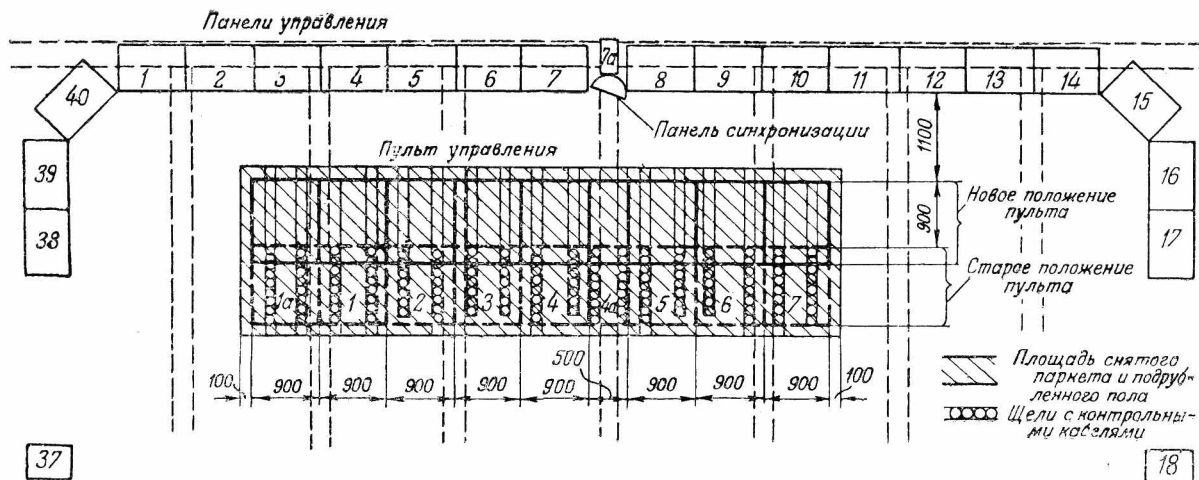


Рис. 1. План размещения пульта управления до и после реконструкции.

пульта. Кроме того, при ограниченности щитового помещения создавалась недопустимая близость между пультом и рабочими столами дежурного помещения. Поэтому было принято решение приблизить действующий пульт к панелям на расстояние 900 мм, как показано на рис. 1.

По своей конструкции пульты являются бескаркасными, цельнометаллическими; они изготовлены из листовой стали толщиной 4 мм, установлены на подрамниках, прикрепленных к бетонному перекрытию. К моменту работ по их передвижке пульт состоял из 9 элементов, имея общую длину 7,7 м. В настоящее время пульт доведен до полного проектного развития и состоит из 15 элементов.

Передвижке подверглись как пульты со всей контрольной аппаратурой, так и контрольные кабели общим количеством до 150 шт. и шунтовые реостаты возбуждителей (всего 7 аппаратов). Схема перемещения их показана на рис. 2.

Успешному осуществлению этого, достаточно трудного в эксплуатационных условиях мероприятия способствовало удачное направление трасс контрольных кабелей. Основные потоки кабелей направлены от панелей приборов к пультам, так что передвижение пультов в сторону панелей не вызвало наращивания кабелей, а предопределило только большую глубину их спуска в полуэтаж.

В основу строительно-монтажных работ, выполненных для передвижки пульта управления, был положен вариант организации работ, полностью исключающий даже кратковременное отключение или вывод из резерва каких бы то ни было присоединений, контролируемых с пульта. Это условие было выдержано как во время подготовительных операций, так и при непосредственном перемещении пульта.

Проект организации работ предусматривал установку под конструкцией пульта шести временных направляющих швеллеров для перемещения пульта под равномерным воздействием ручных домкратов; для свободного продвижения кабелей вместе с пультом щели в бетонном перекрытии удлинялись на длину передвижения.

Подготовительный этап, от которого зависел благополучный исход передвижки пульта, заключал в себе следующие основные работы:

1. Удаление паркета вокруг пульта, подрубка пола и снятие цементной подливки внутри пульта с целью освобождения его от бетонного основания (заштрихованная площадь на рис. 1).

2. Пробитие заливки вокруг гребенок кабельных патрубков, установленных по боковинам пультов; удлинение на 900—1000 мм кабельных проходов и установку новых кабельных конструкций 1, 2 взамен старых 1, II, III (рис. 2).

3. Пробитие шести дополнительных щелей длиной 2000 мм в перекрытии рядом с имеющимися кабельными проходами, для установки направляющих швеллеров (рис. 3).

Эти работы, которые сопровождались частичным удалением арматуры, заложенной в бетонном междуэтажном перекрытии, привели бы к ослаблению площадки основа-

ния под пультами. Для предотвращения возможного провала оставшегося пола и посадки пульта предварительно в кабельном полуэтаже были смонтированы металлические конструкции, надежно укрепившие перекрытие.

Способ этого усиления (в пролете между пультами 3—4а) показан на рис. 3. По всей длине удлиняемых кабельных проходов уложены рельсы 2, подпирающие по краям узкие участки пола между щелями каждого пульта. Установленные таким образом конструкции обра-

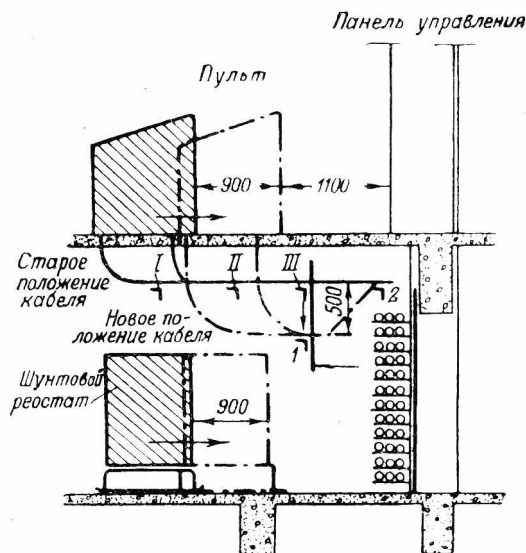


Рис. 2. Поперечный разрез щитового помещения.

зовали жесткий каркас. После окончания передвижки пульта этот каркас не подвергся демонтажу и остался в качестве своеобразной фундаментной рамы под пультами.

Из рис. 3 видно также, что на швеллерах 3, приваренных к массивным хомутам 4, уложены параллельно рельсам временные направляющие балки 5, представляющие собой поставленные на ребро отрезки швеллера № 20.

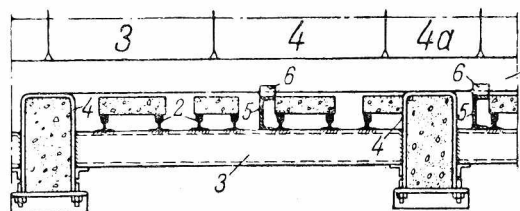


Рис. 3. Каркас крепления пульта.

В местах предполагаемого соприкосновения верхней полки направляющих швеллеров с подрамником 1 пульт к последнему были приварены (прихвачены) стальные ползья 6 с усиками, чем и обеспечивался ровный ход пульта во время передвижки.

Шесть направляющих балок заводились под ползья пульта в специальные проемы, пробитые в перекрытии, как было указано выше; при этой операции пульт был приподнят на 20 мм от пола, целиком установлен на направляющих, и, следовательно, приготовлен для передвижки.

Весь этот цикл подготовительных операций продолжался около 1½ мес. Для пробития отверстий и подрубки пола применялись, помимо обычных зубил, малогабаритные, удобные в обращении электролопаты.

Перенос находящихся в полуэтаже шунтовых реостатов облегчался наличием дистанционного электропривода на всех генераторах, кроме одного. Во время передвижки снималась цепная передача, и реостаты переводились исключительно на управление серводвигателем.

Подготовка к передвижке реостатов и дополнительных сопротивлений регуляторов напряжения заключалась в приварке к их подрамникам направляющих салазок и срезке стоек этих аппаратов на уровне пола.

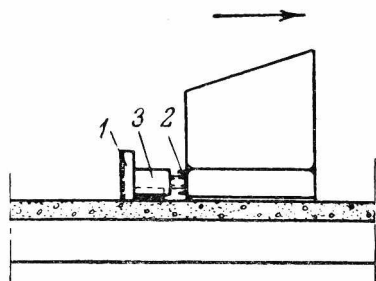


Рис. 4. Установка домкратов.

1 — стойка; 2 — швеллер жесткости; 3 — домкрат.

После окончания всех подготовительных работ собственно передвижка пульта оказалась довольно легкой операцией и длилась всего 1½ часа. Схема этой операции показана на рис. 4.

Перемещение осуществлялось шестью ручными винтовыми домкратами типа ТР-3. При равномерном и совместном воздействии на домкраты указанное количество их вполне обеспечило плавное перемещение пульта по направляющим на требуемое расстояние, т. е. 900 мм.

Одновременно с передвижкой конструкции пульта при помощи домкратов бригада кабельщиков по ходу работ выравнивала кабельные спуски в полуэтаже и перекладывала кабели на новые угольники (рис. 2). Эта же бригада обеспечила перестановку установленных на салазки шунтовых реостатов и сопротивлений на новое место.

Для окончательной установки пульта были удалены направляющие швеллеры и закреплены его подрамники к полу; также были убраны все временные вспомогательные конструкции, как-то: упоры, стойки, салазки и пр.

С. В. Климовских

Изготовление пера-капилляра к регистрирующим приборам

На многих электрических станциях и подстанциях имеются регистрирующие электроизмерительные приборы фирмы АЕГ с перьями-капиллярами, изготовленными из стекла. Такие перья из-за хрупкости часто выходят из строя, в связи с чем ряд необходимых приборов не может эксплуатироваться.

Автором предложен способ изготовления таких перьев из капилляров битых ртутных термометров. Способ прост и легко осуществим в местных условиях.

В капилляр битого термометра вставляется нихромовая проволока сечением 0,3—0,4 мм². Один из концов капилляра нагревается вместе с проволокой на спиртовке до плавления стекла, в результате чего стекло обжимает проводник.

После того как конец капилляра остынет, не вынимая проводника из капилляра, вновь нагревают его, отступая от края трубки на расстояние 1—1,5 см, до приобретения стеклом пластического состояния. Затем медленно оттяги-

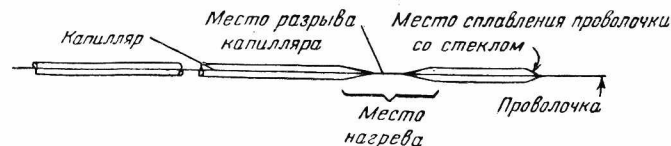


Рис. 1.

вают короткий конец до получения конусообразной поверхности капилляра. В месте наибольшего утоньшения капилляр разрывают и постепенно, отдаляя от огня, непрерывно передвигают вставленный в него проводничок до затвердения стекла.

Таким образом изготавливается пишущий конец пера (рис. 1).

Для придания перу соответствующей формы и размеров заостренный конец капилляра загибается (рис. 2) на

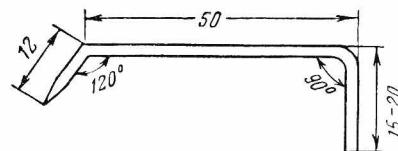


Рис. 2.

спиртовке под углом 120° (расстояние от пишущего конца до угла 12 мм). На расстоянии 50 мм от угла 120° капилляр изгибается под углом 90°. Оставляется конец длиной 15—20 мм, который будет находиться в ванночке с чернилами; лишняя часть капилляра отламывается.

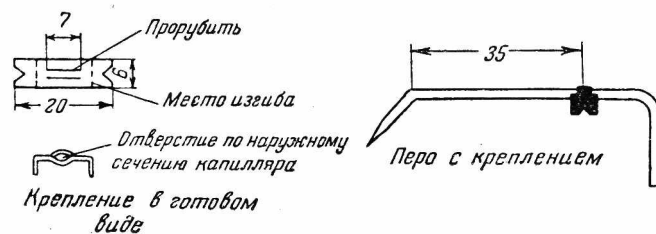


Рис. 3.

Пишущий конец пера подтачивается на бруске так, чтобы он плотно прилегал к валу прибора.

Для того чтобы перо могло стоять на стрелке регистрирующего прибора, необходимо изготовить из тонкой жести крепление, на котором перо путем смещения центра тяжести в сторону пишущей части могло бы свободно скользить по ленте (рис. 3). Перо вставляется в крепление и устанавливается в прибор.

Такие перья были изготовлены и проверены в работе на регистрирующих киловольтметрах и меговаттметрах. Качество изготовленных таким образом перьев ничем не отличается от качества фирменных.

Инж. В. М. Ковалев

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О нормах качества пара, котловой и питательной воды для котлов высокого давления

Техническое управление МЭС вынесло решение (№ 15/Т от 8 марта 1951 г.):

1. При эксплуатации барабанных котлов высокого давления необходимо руководствоваться следующими нормами качества питательной и котловой воды:

А. Питательная вода

- а) жесткость — не выше $0,03^\circ \text{H}$;
- б) содержание кислорода — не более $0,02 \text{ мг/л } \text{O}_2$ (при определении методом тройного отбора);
- в) свободная угольная кислота (CO_2) должна отсутствовать.

Б. Котловая вода

а) концентрация PO_4^{3-} в воде котлов без ступенчатого испарения — не менее 15 мг/л ; концентрация PO_4^{3-} в воде чистых отсеков котлов со ступенчатым испарением — не ниже 7 мг/л , при сохранении в воде соленых отсеков кратности концентрации PO_4^{3-} , соответствующей кратности общего солевого содержания в них;

б) содержание кремниевой кислоты в воде котлов без ступенчатого испарения или в воде чистых отсеков котлов со ступенчатым испарением — не более $10 \text{ мг/л } \text{SiO}_2^{2-}$, в воде соленых отсеков второй ступени — не более $40 \text{ мг/л } \text{SiO}_2^{2-}$;

в) нормы качества котловой воды по остальным показателям (щелочности, сухому остатку) должны устанавливаться на основании теплотехнических испытаний каждого типа котлов.

2. При проведении теплотехнических испытаний барабанных котлов следует руководствоваться временными нормами солевого содержания насыщенного пара, определяемого методом концентрирования ионов:

- а) для котлов среднего давления (до 60 ат) — не более $0,3 \text{ мг/л}$;
- б) для котлов высокого давления (60 ат и выше) — не более $0,2 \text{ мг/л}$.

О неснижаемом запасе масла

Опыт эксплуатации ряда энергосистем показал, что требуемый § 1150 «Правил технической эксплуатации» неснижаемый запас масла на каждой подстанции завышен.

В связи с этим Техническое управление МЭС устанавливает (решение № 71/Э от 29 декабря 1950 г., утвержденное заместителем Министра электростанций) следующее количество трансформаторного масла, которое должно всегда находиться на подстанции:

- 1. Для подстанций 110/35 кВ:
 - а) емкость двух выключателей 35 кВ;
 - б) 10% емкости наибольшего трансформатора;
 - в) 2,5 т для доливки в выключатели.

2. Для подстанций 35/3—10 кВ:

- а) емкость двух выключателей наибольшей емкости;
- б) 10% емкости наибольшего трансформатора;
- в) 1 т для доливки.

Для объектов, к которым из-за отсутствия дорог длительное время невозможно проехать, необходимый запас масла должен соответствовать требованиям § 1150 «Правил технической эксплуатации». Перечень таких подстанций должен быть утвержден главными эксплуатационными управлениями.

О профилактических испытаниях генераторов и синхронных компенсаторов при переводе турбоагрегатов на удлиненную кампанию между капитальными ремонтами

В связи с удлинением рабочей кампании между капитальными ремонтами Техническое управление МЭС своим решением № 3/Э от 24 января 1951 г. внесло следующее уточнение в объем и нормы профилактических испытаний при ремонтах генераторов и синхронных компенсаторов, указанные в «Сборнике директивных материалов Техотдела МЭС» (Госэнергоиздат, 1950 г.):

1. В период капитального ремонта генератора или компенсатора перед переводом их на удлиненную рабочую кампанию профилактические испытания должны быть произведены в полном объеме, согласно разделу третьему «Сборника директивных указаний Техотдела МЭС», причем: главную изоляцию статора — каждую фазу от корпуса и двух других фаз — нужно испытывать при напряжении переменного тока величиной верхнего предела напряжений, указанных в п. а (стр. 97 «Сборника»), т. е. величиной $1,5 U_{\text{ном.лин}}$ — для генераторов (компенсаторов), работающих на шины, и $1,3 U_{\text{ном.лин}}$ — для генераторов, работающих в блоке через повысительный трансформатор.

2. В период расширенного текущего ремонта между удлиненными капитальными ремонтами, кроме предусмотренного в табл. 1 объема (стр. 76 «Сборника»), должно быть измерено также сопротивление постоянному току обмоток статора генератора (компенсатора) и паек якоря возбуждателя.

О допустимых нагрузках трансформаторов напряжения МТЗ

По сообщению Московского трансформаторного завода, длительные предельно — допустимые нагрузки по нагреву для трансформаторов напряжения составляют:

Трансформатор	НОМ-6,	3 000 в	400 ва
»	НОМ-6	6 000 в	600 ва
»	НОМ-10,	10 000 в	720 ва
»	НОМ-15,	15 000 в	840 ва



ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

План электрификации Румынской народной республики

Бурно растущая промышленность Румынской народной республики уже в настоящее время испытывает недостаток в электрической энергии. В Румынии имеется 603 электростанции суммарной мощностью 740 тыс. кВт, но ввиду большого износа оборудования используется лишь 600 тыс. кВт при работе без резерва. Топливом служат нефтяные продукты, натуральный газ и угли высшего качества. Только 28,7% населения страны проживает в электрифицированных местностях. Протяженность линий высокого напряжения составляет в настоящее время всего 2514 км.

Выработка электрической энергии в 1950 г. по источникам энергии представляется в следующем виде (в %):

Природный газ	40,3
Нефтяные продукты	29,8
Уголь высшего сорта	6,1
Уголь низшего сорта и отходы	13,7
Гидроэнергия	8,0
Другие виды топлива	2,1

План электрификации предусматривает сооружение в течение 10 лет новых электроцентралей и развитие существующих, с тем чтобы в 1960 г. общая мощность их достигла 2600 тыс. кВт. Электрификация страны является составной частью первых двух пятилетних планов Румынской Народной Республики.

Румыния имеет много рек и богата залежами торфа, лигнита и бурого угля. Проведенные до настоящего времени разведывательные работы установили наличие значительных залежей лигнита в Дойчешть-Шотынга, Филипештий и де Пэдуре, Кэпень, Сэрмэшаг и Валя Тимишулуй (Банат), Кэрбунешть (Олтения).

Гидроэнергия и низкокалорийное топливо используются мало. В 1950 г. для производства электроэнергии было использовано только 150 тыс. т лигнита. Через десять лет ежегодный расход его будет составлять 3,2 млн. т, что соответствует производству электроэнергии 2,3 млрд кВтч в год.

План капитальных работ на десятилетний период предусматривает: строительство 13 тепловых электростанций на местном низкокалорийном угле с общей установленной мощностью в 1039 тыс. кВт; расширение 5 тепловых электростанций на 59 тыс. кВт; строительство новых тепловых станций при промышленных предприятиях мощностью в 98 тыс. кВт; строительство 24 гидроэлектростанций общей установленной мощностью 764 тыс. кВт и мелких тепловых станций общей мощностью примерно 40 тыс. кВт.

Крупнейшая строящаяся в Румынии гидроцентральный Стежер имени В. И. Ленина на р. Бистрице является главной стройкой по плану электрификации. Ее мощность будет составлять 210 тыс. кВт, с ежегодной выработкой 430 млн. кВтч.

Использование гидроэнергии и низкокалорийных углей позволит к концу десятилетнего периода снизить расход нефтепродуктов с 250 тыс. т в 1950 г. до 120 тыс. т в год.

Значительно будут улучшены техника передачи электроэнергии и связь между электростанциями. Предусмотрено сооружение линий электропередачи высокого напряжения общей протяженностью 3960 км.

Все электростанции страны будут сгруппированы в следующие 7 энергетических систем: Мунтении, Олтения, Северной Молдовы, Центральной Трансильвании, Южной Молдовы (включая Добруджу), Северо-западной Трансильвании, Юго-западной Трансильвании.

Энергетическое хозяйство страны будет характеризоваться следующими данными (в тыс. кВт.):

	1950 г.	1955 г.	1960 г.
Установленная мощность электростанций	740,0	1 700,0	2 600,0
Используемая мощность в том числе:	600,0	1 660,0	2 500,0
теплостанций	550,0	1 370,0	1 765,0
гидростанций	50,0	290,0	735,0

Потребление электроэнергии отдельными отраслями народного хозяйства к концу десятилетнего периода резко возрастет по сравнению с 1950 г., что видно из следующих данных (в млн. кВтч):

	1950 г.	1960 г.
Горная промышленность	1 310	4 330
Электротяга	2	300
Коммунальные нужды:		
Уличное освещение	70	200
Трамвай, троллейбусы	80	200
Водоснабжение и т. д.	40	120
Бытовые нужды, конторы и магазины в городах	220	750
Сельские потребители	20	230

В течение первой пятилетки предусматривается электрификация около 2 тыс. сел, в первую очередь МТС, госхозов и колхозов. Из этого количества 50% будет электрифицировано путем присоединения к линиям высокого напряжения энергетических систем, а остальные 50% — за счет, преимущественно, небольших гидроэлектростанций мощностью до 500 кВт.

Строительство крупных электроцентралей и линий электропередачи потребует капиталовложений в размере 175 млрд. лей, из которых 140 млрд. лей — на строительство гидро- и теплоэлектрических станций и 35 млрд. лей — на сооружение электросетей высокого напряжения. Стоимость электроэнергии будет снижена по сравнению с существующей наполовину: если отпускная цена электроэнергии в настоящее время равна 5,8 лей/кВтч, то отпускная цена гидроэлектрической энергии будет установлена в 2,5 лей/кВтч, а электрическая энергия тепловых электростанций — в 3,5 лей/кВтч.

Осуществление плана электрификации потребует создания собственной промышленной базы для производства электрических машин и аппаратуры. Раньше в Румынии фактически не было собственного производства электрооборудования. В течение первой пятилетки в Республике будет создана мощная электротехническая промышленность. Некоторые предприятия будут сданы в эксплуатацию уже в 1951 г.

Часть оборудования и необходимых машин для осуществления намеченного плана электрификации будет получена из Советского Союза, а также из стран народной демократии. Однако большая часть оборудования и машин должна быть изготовлена в Румынской народной республике. (Газета «Скынтея», 28/X, 1950 г.).

Обраб. инж. Ф. Н. Жуков



БИБЛИОГРАФИЯ

Новые книги по энергетике

Автоматика и телемеханика в энергосистемах. Материалы научно-технической сессии 1949 г., под ред. В. В. Сидельникова, Л.—М., Госэнергоиздат, 1950, 311 стр.

Электроавтоматика в энергосистемах. Автоматизация гидроэлектростанций. Телемеханика в энергосистемах. Релейная защита.

Бершадский М. Л. и Случаев М. А., Радиальные турбины, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 67 стр.

Описание конструкций и указания по эксплуатации и ревизии радиальных паровых турбин как с двумя роторами, так и с одним. Даются указания по сборке и разборке турбин, рассматриваются неполадки в их работе и их регулирование. Книга рассчитана на средний технический персонал электрических станций и монтажных организаций.

Богородицкий Н. П., Пасынков В. В. и Тареев Б. М., Электротехнические материалы, Л.—М., Госэнергоиздат, 1950, 436 стр.

В книге излагаются основы физики явлений, происходящих в электронизирующих, полупроводниковых, проводниковых и магнитных материалах, а также их электрические, физико-химические и механические свойства. В кратких чертах рассмотрена технология производства электротехнических материалов. Книга предназначена в качестве учебника для студентов электротехнических и энергетических вузов и может быть полезна лицам, использующим в своей практической деятельности электрические материалы.

Бункин В. И., Эксплуатация паротурбинных установок, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 360 стр.

В книге излагаются практические указания по основным вопросам эксплуатации оборудования турбинных цехов тепловых электростанций. Рассматриваются режимы пуска и остановки турбин высокого и нормального давления, влияние состояния проточной части турбины на надежность и экономичность ее работы, влияние параметров пара, работа турбин при режимах, отличных от расчетного, способы промывок турбин при запуске проточной части солями, ненормальности в работе регулирования и их устранение, способы удлинения срока службы масла, борьба с загрязнением конденсаторов, работа регенеративных установок и деаэраторов, термокомпрессорные, дроссельно-увлажнительные и водоохлаждающие установки и насосы. Книга рассчитана на эксплуатационный персонал турбинных цехов тепловых электростанций.

Васильев А. А., Аккумуляторные батареи в энергосистемах, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 168 стр.

В книге освещаются вопросы теории электрохимических процессов в кислотных аккумуляторах. Методика выбора аккумуляторов и зарядных агрегатов для электрических станций. Рассмотрены режимы работы аккумуляторов на электрических станциях в различных условиях нагрузки, а также вопросы регулирования напряжения сети постоянного тока. Книга рассчитана на инженерно-технический персонал электрических станций и может быть полезна также студентам энергетических институтов.

Веллер В. Н., Устранение неполадок системы гидродинамического регулирования на турбинах типа АК-25-1, М., Госэнергоиздат, 1950, 8 стр. с черт.

Опыт эксплуатации гидродинамической системы регулирования выявил, что неполадки, возникающие в процессе эксплуатации, определяются только недостатками в работе золотника или регулятора.

Вознесенский А. А., Перевод конденсационных турбин коммунальных электростанций на теплофикационный режим, М.—Л., Издательство коммунального хозяйства РСФСР, 1950, 204 стр.

Дается теоретический и практический материал. Народнохозяйственное значение этого мероприятия с точки зрения экономии топлива. Книга рассчитана на инженерно-технических работников, занимающихся планированием, проектированием, монтажом и эксплуатацией паротурбинных установок малой мощности.

Воронов В. И. и Ловцкий Н. Н., Проектирование силового электрооборудования промышленных предприятий, Л.—М., Госэнергоиздат, 1950, 407 стр.

Наряду с общими сведениями по токоприемникам промышленных установок, в книге приводятся необходимые для проектирования материалы по вопросам аппаратуры для управления электродвигателями, распределения электрической энергии, расчета электрических сетей и другим вопросам, связанным с проектированием силового электрооборудования. Книга рассчитана на инженеров соответствующих проектных организаций, заводских проектных бюро и на студентов, специализирующихся по электрооборудованию.

Гемке Р. Г., Неисправности электрических машин, под ред. П. И. Устинова, изд. 4-е, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 231 стр.

Указания для быстрого определения неисправностей и устранения их. Книга предназначена в качестве справочного руководства для техников, монтеров и машинистов, занятых монтажом и эксплуатацией электрического оборудования.

Золотарев Т. Л., Гидроэнергетика, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950 ч. 1. Основы использования гидравлической энергии, 196 стр. с черт. и карт.

Рассматриваются расходная и приходная части энергетического баланса электроэнергетической системы, участие тепловых и гидравлических электростанций в покрытии нагрузки. Основы энерго-экономических расчетов, методы использования гидроэнергии и построение энергетических характеристик гидроэлектрических станций. Книга предназначена в качестве учебного пособия для энергетических институтов по специальности гидроэнергетики и является также производственным пособием при проектировании и эксплуатации гидроэлектростанций.

Голубцов В. А. и Елизаров П. П., Эксплуатация котельных установок электростанций, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 612 стр.

Организация эксплуатации котельных цехов крупных электростанций, методы технического контроля и отчетности и вопросы оперативной связи котельного цеха с другими цехами электростанций. Кратко рассмотрено энергетическое сырье электростанций — вода и топливо с точки зрения влияния их качества на эксплуатацию котлоагрегатов и более подробно — условия эксплуатации элементов котлоагрегата, а также работа его при режимах, отличных от проектного, вопросы коррозии металла котла и методы борьбы с этим явлением. Книга предназначена в качестве учебного пособия для студентов энергетических вузов, а также может служить в качестве руководства

по повышению квалификации эксплуатационного персонала котельных цехов электростанций.

Динабург Б. И. и Шохор Г. И., Трубопроводная арматура теплосиловых установок, Л.—М., Госэнергоиздат, 1950, 232 стр.

Основные сведения по конструкции, монтажу и эксплуатации. Приведены особенности основных видов трубопроводной арматуры, данные о применяемых материалах, сведения о набивках, прокладках и крепежных деталях, а также краткие справочные материалы по арматуре, серийно изготавливаемой в СССР. Книга предназначена для инженеров и техников, занятых проектированием и эксплуатацией теплосиловых установок.

Доманский Б. И., Введение в автоматику и телемеханику, Л.—М., Госэнергоиздат, 1950, 384 стр.

Изложение основных принципов действия автоматических и телемеханических аппаратов и систем. Задачи автоматического управления. Анализ автоматизируемых процессов. Устройства для осуществления автоматизационного связывания. Автоматическое управление сложными составными процессами в целях со свободными режимами и сложными цепями с управляемыми режимами.

Егоров К. В., Автоматика и телемеханика, М.—Л., Гостехтеоретиздат, 1950, 56 стр.

Научно-популярное изложение о машинах-управителях, элементах автоматики, телемеханики. Описание следящих автоматов, техники автоматического регулирования и комплексной автоматики.

Ивашев В. В., Ремонт трансформаторов, Л.—М., Госэнергоиздат, 1950, 232 стр.

Ремонт распределительных и фабрично-заводских силовых трансформаторов мощностью до 1000 кВА и напряжением до 10 кВ включительно. Изложена технология ремонта отдельных элементов трансформаторов и приведены основные данные о применяемых материалах. Освещены вопросы испытания трансформаторов. Даны справочные и вспомогательные таблицы и нормы, связанные с вопросами ремонта. Книга рассчитана на средний технический персонал, занятый ремонтом трансформаторов. Предполагается знакомство читателя с основными принципами действия трансформаторов.

Инструкция по приемке в эксплуатацию гидроэлектрических станций (временная), М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 67 стр.

В книге приводятся подготовительные работы, требуемые материалы и документы для приемки. Бухгалтерская отчетность. Инструкция является техническим руководством для проектных, строительных и монтажных организаций, а также для эксплуатационного персонала, пусковых приемочных комиссий.

Иогансон Е. И., Использование энергии рек на гидростанциях, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 56 стр.

Книга дает основные сведения о гидроэнергии, гидростанциях и их сооружениях. Она предназначена для рабочих, работающих на строительстве и эксплуатации гидроэлектростанций.

Казанский В. А., Технологичность конструкций турбин и турбомашин, М.—Л., Машгиз, 1950, 223 стр.

Книга имеет своей целью наметить основные пути, по которым следует идти при создании технологических конструкций турбин и турбомашин. В ней рассматривается ряд общих положений, как, например, определение технологичности конструкций, системы технико-экономических

показателей и условия, определяющие технологичность конструкции. Значительное внимание уделено вопросу размеров и допусков. Книга иллюстрирована практическими примерами из области турбомашиностроения. Имеется раздел нормализационного и технологического контроля чертежей. Книга рассчитана на работников конструкторского бюро и технологов турбомашиностроительных заводов.

Казанский В. Е., Релейная защита, изд. 4-е, переработ., М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 292 стр.

Основные сведения о релейной защите: реле, защита электродвигателей, сетей, генераторов и трансформаторов и методы испытаний, необходимые для электромонтеров и среднего технического персонала, занятого обслуживанием защитных устройств. Приведены также краткие сведения об автоматическом включении резерва, оперативном токе защиты и о приборах и аппаратах, применяемых при испытаниях защиты.

Ковалев А. П. и Катковская К. Я., Котельные агрегаты, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, ч. 2, 204 стр.

Тепловой аэродинамический и механический расчеты котлоагрегата, внутрикотловые процессы, описание котельных агрегатов их элементов, а также эксплуатации котлоагрегатов. Книга предназначена служить пособием для инженерно-технических работников, занятых эксплуатацией котельных установок.

Кондачан В. С., Эксплуатация трансформаторов, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 256 стр.

В первой части даются сведения по конструкции отдельных узлов трансформатора с точки зрения вопросов эксплуатации. Рассмотрены достоинства и недостатки существующих конструкций. Во второй части излагаются вопросы собственно эксплуатации трансформаторов как в нормальных, так и ненормальных условиях работы. Подробно освещены параллельная работа, испытания, ремонты, а также эксплуатация трансформаторного масла. Материал книги предназначен для инженерно-технических работников электрических станций, подстанций и сетей, работающих в области эксплуатации.

Кузнецов А. И., Техника безопасности в электрических установках, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 342 стр.

В книге приводится анализ условий безопасности. Выбор и оценка защитных мероприятий. Организация безопасной эксплуатации электрических установок. Особо излагаются требования в отношении оборудования, устанавливаемого во взрывоопасных помещениях. Книга предназначена в качестве учебного пособия для студентов энергетических вузов и техникумов и может быть использована лицами, занятыми проектированием, монтажом и эксплуатацией электрических установок.

Кучкин С. Д. и Мануйлов П. Н., Автоматическое регулирование тепловых процессов на электростанциях, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 104 стр.

В книге приведены основы процессов регулирования, принципа действия и конструкции автоматических регуляторов тепловых процессов электростанций. Практические вопросы наладки и эксплуатации регуляторов не рассматриваются. Основная часть книги посвящена описанию схем и конструкций наиболее распространенных на электростанциях типов регуляторов. Вопросы теории регулирования разобраны в минимально необходимом объеме и по возможности без математических обоснований. Книга предназначена для младшего технического персонала.

Библиограф М. А. Мостовая

ПОПРАВКИ

В № 2 журнала «Электрические станции» за 1951 г. в заметке инж. В. М. Куломзина «Система смазки углеразомельных паровых мельниц типа 237/470» на стр. 51, правая колонка, 1-я строка сверху, фразу следует читать:

«При этом даже неустраненный вовремя перелив масла в нижний бак не вызовет опорожнения верхнего бака».

В дополнение к своей заметке «Приспособление для выемки роторов крупных электрических машин» («Электрические станции», № 4, 1951 г., стр. 55—56) инж. Е. В. Лукьянов сообщает, что в конструкцию приспособления для выемки роторов должна быть добавлена подпорка под конец нагруженной половины рамы.

Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. Официальные материалы должны быть заверены соответствующими организациями. Материал научно-исследовательских организаций и заводов должен иметь визу руководства.

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

10

Цена 8 руб.