

Библиотека
ЭЛЕКТРОМОНТЕРА

Заря

**В. И. ИЕВЛЕВ
А. Г. КАРЯГИН**

**ЭЛЕКТРОМОНТАЖ
ГЕНЕРАТОРОВ
И ТРАНСФОРМАТОРОВ
НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ**

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЭНЕРГИЯ»

В. И. ИЕВЛЕВ, А. Г. ҚАРЯГИН

ЭЛЕКТРОМОНТАЖ
ГЕНЕРАТОРОВ
И ТРАНСФОРМАТОРОВ
НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЭНЕРГИЯ»

МОСКВА

1964

ЛЕНИНГРАД

Редакционная коллегия:

Большам Я. М., Васильев А. А., Долгов А. Н., Ежков В. В.,
Каминский Е. А., Мандрыкин С. А., Синьчугов Ф. И.,
Смирнов А. Д., Устинов П. И.

УДК 621.313.1/3+621.314.2:621.757

И 30

Брошюра освещает вопросы технологии электромонтажных работ по электрической части крупных турбогенераторов и силовых трансформаторов большой мощности при выполнении их на мощных тепловых электростанциях.

Задачей брошюры является ознакомление рабочих-электриков с монтажом указанного оборудования, для чего приводятся данные о методах производства работ и о их выборе применительно к местным условиям. В приложениях указано необходимое монтажное оснащение.

Брошюра предназначена для электромонтеров высоких разрядов и мастеров-электриков.

Иевлев Валентин Иванович, Карягин Александр Григорьевич.
Электромонтаж генераторов и трансформаторов на электростанциях,
М.—Л., издательство „Энергия“, 1964.

64 с. с черт. (Библиотека электромонтера, Вып. 141)

Тематический план 1964 г. № 192.

Редактор *Н. Н. Лебедев.*

Техн. редактор *О. П. Печенкина.*

Сдано в набор 27/VI 1964 г.

Подписано к печати 21/VIII 1964 г.

Т-12232

Бумага 84×108¹/₂

Печ. л. 3,28 Уч.-изд. л. 3,32

Тираж 15 000 экз.

Цена 12 коп.

Зак. 1384

Московская типография № 10 Главполиграфпрома
Государственного комитета Совета Министров СССР по печати.
Шлюзовая наб., 10.

Введение

Решениями XXII съезда КПСС перед энергетиками СССР поставлены огромные задачи по развитию энергетического хозяйства.

Для успешного завершения электрификации страны эта отрасль народного хозяйства является опережающей.

Как известно, суммарная мощность энергетических систем СССР к 1965 г. увеличивается почти вдвое против 1959 г., а к 1980 г. она должна возрасти еще примерно в 6 раз.

Такие темпы роста требуют сооружения в различных районах страны в кратчайшие сроки крупнейших электростанций, в том числе тепловых мощностью порядка 1 200—2 400 *Мвт* с установкой на них современных котельных агрегатов, турбогенераторов и другого сложного оборудования: трансформаторов, аппаратов распределительных устройств, механизмов собственного расхода и др.

Наиболее важным и ценным оборудованием электрической части электростанции являются генераторы и силовые трансформаторы.

В настоящее время мощные тепловые электростанции строятся двух видов:

1) Государственные районные электростанции (ГРЭС), сооружаемые в местах расположения природных запасов топлива, а также наличия достаточного количества воды для питания котлов и охлаждения турбин. Мощность отдельных генераторов на этих станциях составляет 150—200—300 *Мвт*, а рабочее напряжение 10—20 *кв*.

Электрическая часть ГРЭС, как правило, представляет собою ряд блоков «генератор—трансформатор», где каждый генератор работает непосредственно на свой повысительный трансформатор, посредством которого вырабатываемая на ГРЭС электроэнергия передается в энергосистему при напряжении 110—500 *кв*.

2) Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), сооружаемые в крупных промышленных или жилых центрах для снабжения потребителей электрической и тепловой энергией (пар, горячая вода). На ТЭЦ устанавливаются генераторы мощностью 25—50 (60) *Мвт*, а также 100 *Мвт*.

Электроэнергия, вырабатываемая на ТЭЦ, частично распределяется при генераторном напряжении 6—10 *кв* и частично передается через повысительные трансформаторы в общую сеть энергосистемы.

В настоящей брошюре освещаются вопросы монтажа генераторов (электрической части) и связанных с их установкой трансформаторов (повысительных, а также крупных трансформаторов собственного расхода).

Относящиеся к указанному оборудованию электро-монтажные работы разнообразны и сложны. Выполнение их требует тщательной подготовки, а также достаточных знаний и опыта исполнителей-монтажников.

Сооружение мощных электростанций и в том числе выполнение электромонтажных работ на них в необходимые сжатые сроки возможны только на основе передовых, индустриальных методов производства. К ним относятся:

а) применение комплектных устройств заводской поставки: шкафов и ящиков управления и защиты, комплектных экранированных токопроводов и др;

б) централизованная поставка специальных монтажных изделий: шинных компенсаторов, шинодержателей для тяжелой ошиновки, переходных медно-алюминиевых пластин, крепежных конструкций и деталей;

в) предварительная централизованная заготовка по рабочим чертежам отдельных монтажных узлов: блоков, опорных конструкций, ограждений, ошиновки и т. д.

Заготовка блоков ошиновки в передовых монтажных организациях производится в центральных мастерских с использованием разнообразной техники, при этом выполняются такие операции, как механизированная правка и очистка шин; резка шин с помощью прессножниц, дисковых или маятниковых пил, а в последнее время при помощи газопламенной (плазменной) сварки; полуавтоматическая сварка шин в среде аргона; пропано-кислородная резка черных металлов.

Индустриальные методы производства работ сокращают сроки их проведения и повышают качество.

1. МОНТАЖ ГЕНЕРАТОРОВ

1. Генераторы и их технические данные

На мощных тепловых электростанциях (ГРЭС или ТЭЦ) применяются крупные турбинные генераторы различных типов. Наибольшее распространение на этих станциях имеют генераторы мощностью 100 и 200 Мвт (рис. 1).

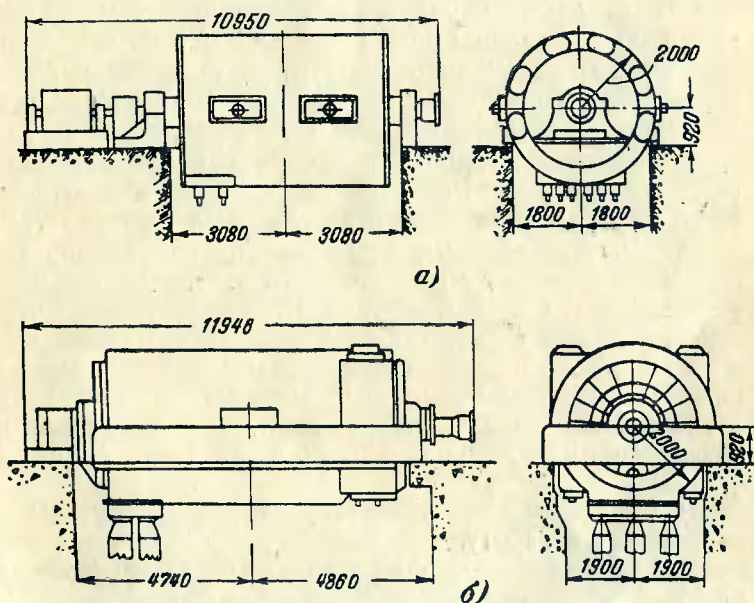


Рис. 1. Основные размеры генераторов.
а — мощностью 100 Мвт; б — мощностью 200 Мвт.

В табл. 1 приведены технические данные для двух типов генераторов указанной мощности, применительно к которым ведется дальнейшее изложение.

Таблица 1

Тип генератора	Мощность, <i>Мвт</i>	Напряже- ние, <i>кв</i>	Возбудитель	
			Тип	Мощ- ность, <i>квт</i>
ТВ2-100-2	100	13,8	ВТ-300-3000	300
ТГВ-200	200	15,75	Ионный ХТЗ	1 000

Примечание. Т — турбогенератор; В — водородное охлаждение; ТГВ — охлаждение полых стержней обмоток статора и ротора водородное непосредственное.

К монтажу электрической части генераторов относятся следующие работы:

1) Монтаж выводов генератора, включая подсоединение отходящих токопроводов к основным клеммным выводам обмоток генератора, создание «нулевого» устройства генератора и установку в специальных камерах под генератором вспомогательного электрооборудования (измерительных трансформаторов тока и напряжения).

2) Монтажные работы по цепям возбуждения генератора с прокладкой необходимых силовых и контрольных кабелей и с установкой регулирующей аппаратуры.

3) Монтаж основных токопроводов от выводов генератора до сборных шин главного распределительного устройства (ГРУ) или до повысительного трансформатора. Эта связь осуществляется или в виде шинного моста, или с помощью комплектных экранированных шинопроводов заводского изготовления. В отдельных случаях она выполняется полностью или частично в виде пучка голых проводов больших сечений («гибкая связь»).

4) Сушка обмотки генератора перед его пуском и включением в работу.

Монтажные работы по механической части крупных генераторов, заключающиеся в доставке отдельных частей и деталей в машинный зал (на специальный фундамент), в установке и сборке этих частей (статор, ротор,

возбудитель, подшипники и др.) в один общий агрегат с паровой турбиной осуществляется специалистами-тепломонтажниками и в настоящей брошюре не рассматривается.

2. Монтаж выводов генератора и «нулевого» устройства

Электрические соединения генератора мощностью 100 Мвт с соответствующей компоновкой электрооборудования и ошиновки в пределах машинного зала показаны на рис. 2.

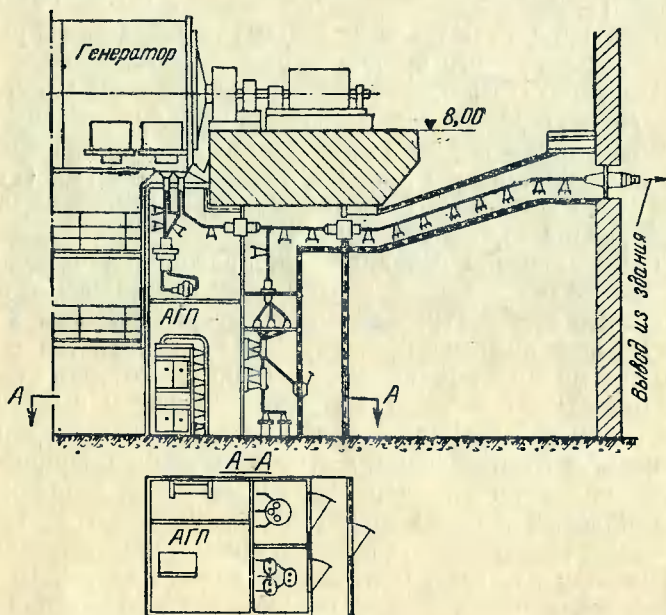


Рис. 2. Выводы генератора 100 Мвт (конструктивное выполнение).

Каждая фаза обмотки статора генераторов мощностью 100 Мвт и выше состоит из двух параллельных ветвей. Генератор типа ТВ2 мощностью 100 Мвт имеет 12 выводов, объединенных попарно вне машины; из них 6 являются фазными выводами и 6 относятся к «нулевому» устройству. Генератор типа ТГВ-200 мощностью

200 Мвт имеет 9 выводов; три из них относятся к фазным выводам и шесть — к «нулевому» устройству.

Сами выводы выполняются заводом в виде медных плоских пластин, пропущенных через проходные изоляторы. Пластины снабжены отверстиями для болтового присоединения к ним шин—токопроводов.

После установки генератора на фундамент и выполнения сборки всей системы замкнутого охлаждения производится под руководством персонала завода-изготовителя установка на место выводных пластин с уплотнением их по заводской инструкции (для испытания системы газового охлаждения). Концы фазных обмоток статора припаиваются к выводным пластинам с применением серебряного припоя марки ПСР-70.

По окончании проверки системы газового охлаждения генератора на герметичность к наружным выводным пластинам машины присоединяются основные токопроводы, идущие к главному распределительному устройству (ГРУ) или к повысительному трансформатору, а также шины, образующие «нуль» генератора.

Подсоединение основных токопроводов к выводным пластинам обычно выполняется через алюминиевый пластинчатый температурный компенсатор. При этом к одному концу компенсатора заранее приваривается переходная медно-алюминиевая пластина, которая своей медной частью на болтах присоединяется к выводным пластинам генератора. Второй конец компенсатора приваривается к отходящему алюминиевому токопроводу непосредственно или через промежуточные вставки из алюминиевых плоских шин (рис. 3).

Если заводом—поставщиком генератора поставлены комплектно медные пластинчатые компенсаторы, то они устанавливаются непосредственно на выводных пластинах (на болтах). Переходная медно-алюминиевая пластина в этом случае присоединяется ко второму концу компенсатора.

Токопроводы отходящие и «нулевые» в настоящее время выполняются из алюминия. Для генераторов мощностью до 100 Мвт применяются плоские алюминиевые шины сечением 100×10 мм или 120×10 мм в виде пакетов из трех-четырех шин. В последнее время для машин мощностью 50 и 100 Мвт применяются также профильные шины коробчатого или трубчатого сечения.

Для турбогенераторов мощностью 200 Мвт применяются, как правило, комплектные экранированные токопроводы заводского изготовления (рис. 4). Токоведущая часть в этом случае выполняется или коробчатой из двух алюминиевых шин корытного профиля (размер широкой стороны 225 мм), или же в виде трубы диамет-

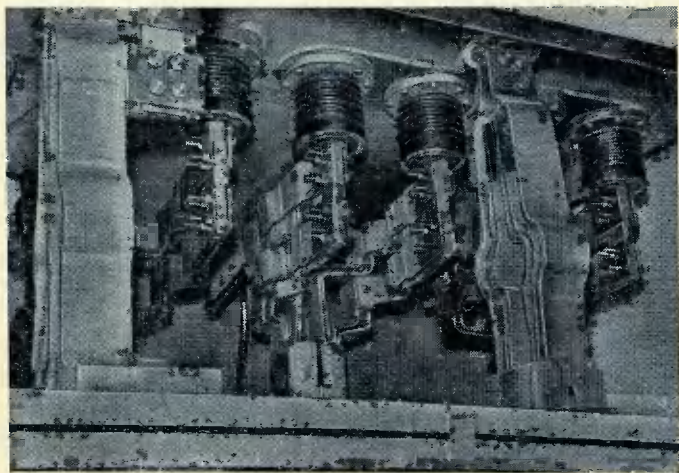


Рис. 3. Ошиновка выводов генератора 100 Мвт.

ром 320 мм, составленной из двух полутруб. Все работы по изготовлению коробов или труб осуществляются при помощи сварки.

Монтажная подгонка и соединение сваркой таких шин в связи со сложным их сечением и большим весом требуют особо тщательного выполнения работ. Кроме того, должное внимание нужно обратить на устройство переходов от медных шин или пластин к алюминиевым. Поскольку непосредственное болтовое соединение медных шин с алюминиевыми не допускается, используются переходные медно-алюминиевые пластины.

Эти переходные пластины бывают следующих видов:

а) плакированные — изготовленные путем накатки на алюминиевый лист тонкой медной ленты толщиной 0,3—0,5 мм при толщине шины до 10 мм или 0,5—0,8 мм для более толстых шин (рис. 5);

б) выполненные путем сварки отрезков шин разных металлов в стык на специальной стыковой сварочной машине.

Алюминиевый конец переходной пластины присоединяется к основной шине сваркой. У плакированной пластины плакировка при нагреве может отслаиваться, поэтому сварной шов должен отстоять не менее чем на 100 мм от омедненной части пластины.

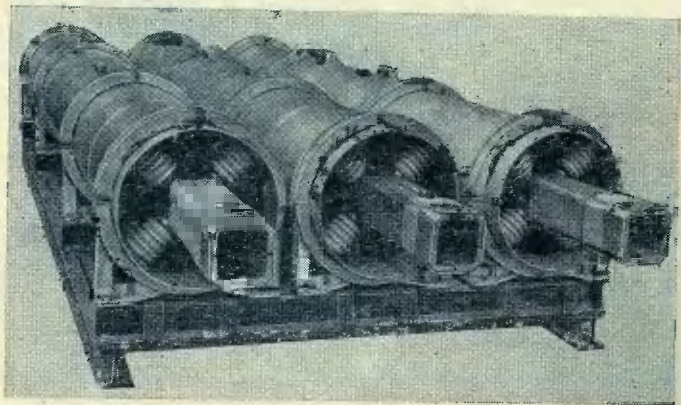


Рис. 4. Комплектный экранированный токопровод КЭТ 200/20 — конструкция блока.

Иногда омедненная часть плакированной переходной пластины дополнительно серебрится гальваническим способом с толщиной покрытия не менее 8 мк.

Ошиновка в камере выводов генератора и в особой камере нулевого устройства прокладывается по предварительно установленным опорным изоляторам. Для генератора 100 Мвт используются изоляторы типов ОА-20 и ОД-20, а для генератора 200 Мвт типа ОМЕ-20.

Монтажные работы по ошиновке выводов генератора являются весьма ответственными, поэтому шины из цветных металлов (медь, алюминий) во избежание их порчи и последующих затруднений при монтаже хранятся до начала работ в сухих закрытых помещениях в заводской упаковке. При выдаче шин на монтаж они осторожно освобождаются от упаковки и очищаются от покрывающей их антикоррозийной смазки.

Перед укладкой шины тщательно выправляются — рихтуются. Рихтовку шин производят также осторожно, не допуская царапин, вмятин и других повреждений.

Резку шин целесообразно производить в мастерской механизированным способом, особенно для шин тяжелого и сложного профиля. В отдельных случаях при необходимости резки на месте применяются дисковые пилы (с фрезой для дерева диаметром 300—350 мм) в виде станочной или маятниковой пилы.

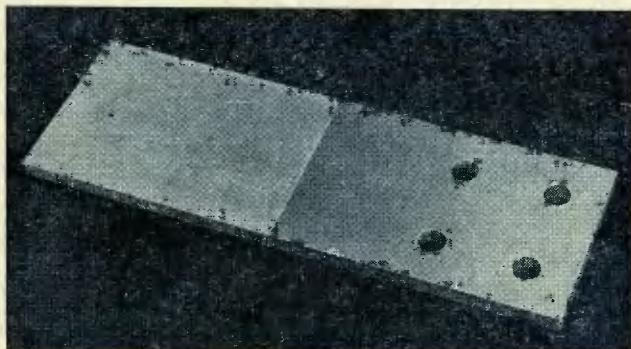


Рис. 5. Переходная плакированная пластина.

Все соединения алюминиевых шин между собой при монтаже ошиновки генератора выполняют сваркой. Применяются при этом различные методы сварки.

Наиболее простым, но пригодным только для горизонтальных швов методом является электросварка угольным электродом на переменном токе.

Этот способ применим для плоских шин любого сечения. Для сварки используются сварочные трансформаторы типов СТЭ-34 и СТН-500 с током в 400—500 а. Электроды применяются угольные графитизированные марки А или Б. Длина электродов 250 мм, диаметр 18—20 мм. В качестве присадки употребляются алюминиевые круглые прутки диаметром 10 мм или квадратные заготовки размером 10×10 мм (можно из обрезков алюминиевых шин).

В большинстве случаев сварка плоских алюминиевых шин производится в стык. При этом сварка шва производится без скоса его кромок, но с обязательным вре-

менным уплотнением стыка снизу и с боков. Такое уплотнение осуществляется в специальном приспособлении с помощью асбокартона или графитизированного угля.

Перед сваркой кромки шва присадочные стержни тщательно обезжиривают протиркой тряпкой, пропитанной бензином Б-70 или ацетоном. После обезжиривания они покрываются флюсом ВАМИ. Когда сварка закончена, остатки флюса должны быть тщательно смыты.

Другим методом является аргоно-дуговая сварка на постоянном токе плавящимся электродом. Этот метод позволяет сваривать швы в любом пространственном положении, поэтому он применяется для сварки алюминиевых шин любых, в том числе и сложных профилей для вертикальных или верхних («потолочных») швов.

Для этого вида сварки используются сварочные генераторы постоянного тока типа ПСМ-500 и полуавтоматы аргоно-дуговой сварки типа ПШП-10.

Технология данного метода сварки следующая:

а) кромки свариваемых шин тщательно подготавливают: делается скос на каждой кромке под углом 30—35°; производится зачистка кромок металлическими щетками; выполняется обезжиривание путем промывки ацетоном или бензином;

б) плавящийся электрод — алюминиевая проволока марки АД-1 диаметром 1,5—2 мм перед сваркой обрабатывается сперва в 5%-ном растворе едкого натра (обезжиривание), а затем, после тщательной промывки водой, в 15%-ном растворе азотной кислоты (травление). Эта работа должна выполняться с крайней осторожностью, с соблюдением правил техники безопасности;

в) далее производится сама сварка, причем рабочее место предварительно подготавливается: устанавливаются сварочные аппараты, делается подводка электроэнергии и воды для охлаждения горелки, устраивается защита от ветра (палатка из асбестового полотна, накрытого сверху брезентом).

Схема постоянного поста аргоно-дуговой сварки приведена на рис. 6.

Может применяться также аргоно-дуговая сварка неплавящимся вольфрамовым электродом.

Этот метод позволяет вести сварку алюминиевых шин при любом положении сварного шва. Для сварки

используются обычные сварочные трансформаторы СТЭ-34 или СТН-500; специальных аппаратов постоянного тока не требуется.

Сварка ведется особой сварочной горелкой типа АР-9 или ЭЗР-3-58 с водяным охлаждением. В качестве

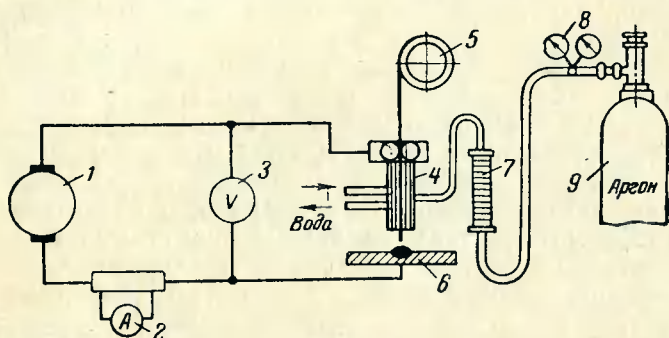


Рис. 6. Схема поста аргоно-дуговой сварки плавящимся электродом.

1 — сварочный генератор; 2 — амперметр; 3 — вольтметр; 4 — сварочный полуавтомат; 5 — катушка с проволокой; 6 — алюминиевая шина; 7 — расходомер газа; 8 — редуктор; 9 — баллон с аргоном.

присадки идет алюминиевая проволока диаметром 5—6 мм (или прутки — обрезки шин), применения флюсов не требуется. Благодаря ограниченности зоны разогрева сварочный шов получается хорошего качества. Однако из-за малой производительности данного способа сварки он используется мало.

3. Монтаж измерительных трансформаторов

В камерах выводов генератора и в камерах «нулевого» устройства, расположенных в пределах фундамента машины, помимо ошиновки производится также монтаж измерительных трансформаторов тока и напряжения, относящихся к электрическим цепям агрегата.

Для генераторов мощностью 100 Мвт, работающих на сборные шины ГРУ, непосредственно у выводов генератора устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТНП-ШЗ. Они предназначены для защиты генератора при однофазных коротких замыканиях на землю.

Конструктивно трансформатор тока ТНП-ШЗ выполнен так, что один аппарат охватывает все три фазы токопровода. При этом первичные обмотки трансформатора, выполненные в виде сквозных шин, разделены между собой междуфазной изоляцией на высокое (генераторное) напряжение. Во избежание повреждения изоляции транспортировку и установку таких трансформаторов следует производить с большой осторожностью, в частности передвигать или поднимать эти трансформаторы за шины первичной обмотки не допускается.

Трансформаторы типа ТНП-ШЗ устанавливаются на стальной конструкции, на которую опираются стяжные немагнитные швеллеры трансформатора. Расстояние от трансформатора тока до ближайших стальных балок или ограждений принимается не менее чем 0,5 м во избежание вредных влияний на работу трансформатора.

Присоединение к медным шинам трансформатора тока коробчатых алюминиевых шин осуществляется при помощи переходных медно-алюминиевых пластин. Само присоединение выполняется так, чтобы механические усилия в ошиновке (например, при температурных изменениях длины) не передавались на трансформатор тока.

На отходящих токопроводах генератора 100 Мвт устанавливаются трансформаторы тока ТПШФД-20 и ТШФ-20. На нулевых шинах такого генератора ставятся трансформаторы тока ТПШФД-20 и ТПОФ-20, а также трансформаторы напряжения НОМ-15 и НТМИ-15.

Для генератора 200 Мвт применяются: на основных токопроводах — трансформаторы тока ТШЛ-20Б и трансформаторы напряжения типа НОМ-15, а в нулевом устройстве — трансформаторы тока ТПОФ-10 и ТПШ-20Б. Трансформатор напряжения в нуле — типа НОМ-10.

Работы по монтажу трансформаторов тока ведутся в следующем порядке:

а) после удаления упаковки металлические части трансформаторов очищаются от пыли и грязи, а фарфоровые изоляторы и контактные детали протираются бензином;

б) проводится монтажная ревизия с проверкой сохранности пломб, состояния изоляторов и контактных деталей, исправности защитного кожуха, а также крепежных болтов и гаек к ним;

в) производится проверка состояния изоляции вторичных обмоток трансформатора относительно заземленных частей. Сопротивление изоляции измеряется мегомметром на 1000 в и должно составлять не менее 1 Мом; в случае необходимости изоляция просушивается первичным током при замкнутой вторичной цепи; при сушке кожух трансформатора должен быть снят; температура металлических частей во время сушки не должна превышать 85° С;

г) трансформатор тока подвергается лабораторным испытаниям, к которым относятся: снятие характеристик намагничивания, проверка полярности, определение коэффициента трансформации;

д) осуществляется установка трансформатора тока на предусмотренном проектом месте, присоединение первичной обмотки к шинам токопроводов, подключение концов контрольного кабеля (вторичные цепи) к контактам вторичных обмоток; корпус трансформатора надежно заземляется подсоединением к общей сети заземления.

При установке трансформатора тока на место выводы его располагаются таким образом, чтобы со стороны питания шины подходили к зажимам с меткой L_1 , а отходящие — к зажимам L_2 . Это требуется для правильного присоединения проводов и приборов. Пакеты шин, проходящие сквозь шинный трансформатор тока, должны быть тщательно центрированы относительно «окна» трансформатора и надежно закреплены.

При монтаже трансформаторов тока типа ТШЛ-20 следует обеспечить надежный контакт между экраном вторичной обмотки и основной шиной с помощью специальных (заводских) пружин. Вторичные обмотки трансформаторов тока также подлежат заземлению в соответствии со схемой вторичных цепей.

Во избежание несчастных случаев от наведенного во вторичных обмотках напряжения все монтажные работы с трансформаторами тока должны производиться при закороченных вторичных обмотках.

При монтаже трансформаторов тока на шинах токопроводов следует учитывать, что при сварке шин возможно наведение во вторичной обмотке трансформаторов тока высокого напряжения (порядка 4—6 кВ). В связи с этим при производстве такого рода работ

помимо закоротки вторичной обмотки трансформатора тока и соединения ее с «землей» принимаются меры, исключающие прохождение сварочного тока через измерительный трансформатор. Такой мерой может быть наложение дополнительного рабочего заземления на свариваемую шину перед измерительным трансформатором.

При монтаже измерительных трансформаторов напряжения до начала работ производится проверка сохранности и целости фарфоровых вводов и их армировки; целости бака, отсутствия течи масла, исправности маслоуказателя; наличия паспортной таблички с техническими характеристиками трансформатора.

Затем трансформатор проходит электрические испытания: измерение сопротивления изоляции обмоток (мегаомметром на 1 000 в), определение полярности выводов высшего и низшего напряжения; проверка коэффициента трансформации.

Измерение сопротивления изоляции обмоток производится: а) по отношению к корпусу (баку) и б) между обмотками.

Кроме того, при установке трансформаторов напряжения из них берется проба масла для испытания на электрическую прочность и для химического анализа. При неудовлетворительном состоянии масла его заменяют чистым высушенным маслом, отвечающим нормам.

Отреvizованный и полностью подготовленный трансформатор устанавливается согласно рабочему чертежу на постоянное место, после чего осуществляется подсоединение его первичных обмоток к шинам. К вторичным обмоткам подключаются контрольные кабели вторичных цепей.

Корпус трансформатора напряжения и его нулевая точка (или один из концов вторичной обмотки однофазного трансформатора) должны быть надежно заземлены.

4. Монтаж цепей возбуждения

Питание постоянным током обмоток ротора синхронных генераторов (возбуждение генератора) в большинстве случаев осуществляется от отдельных генераторов постоянного тока, называемых возбудителями. Возбудитель обычно располагается на общем валу турбоагрега-

та и представляет собой генератор постоянного тока с параллельным (шунтовым) возбуждением. Мощность возбудителя составляет 0,25—0,5% мощности генератора.

Монтаж механической части возбудителя производится одновременно со сборкой генератора и выполняется установщиками турбоагрегата. К электромонтажу относится установка аппаратуры регулирования возбуждения и измерительных приборов, а также выполнение соединений между ними, в том числе:

а) монтаж на центральном щите управления шунтового реостата для ручного регулирования возбуждения генератора с подсоединением амперметра (с шунтом) и вольтметра;

б) монтаж системы автоматического регулирования возбуждения (АРВ).

Система АРВ предназначена для обеспечения постоянного напряжения на шинах электростанции в пределах $\pm 0,5—1\%$, а также для быстрого восстановления напряжения после отключения короткого замыкания в электросети. Основной системой АРВ, принятой у нас, в настоящее время является устройство компаундирования с электромагнитным корректором напряжения. Кроме того, все крупные генераторы снабжаются релейным устройством форсировки напряжения. Практически все эти устройства поставляются в виде комплектных щитовых панелей заводами электропромышленности (тип панели ЭПА-305) или заводами треста «Армсеть». Монтажные работы сводятся к установке такой панели в помещении релейных щитов и прокладке кабелей между панелью и установленными в камере выводов генератора трансформаторами тока и напряжения.

Сущность компаундирования синхронных машин заключается в подпитке обмотки возбуждения возбудителя выпрямленным (через селеновый выпрямитель) током от трансформатора тока, установленного в цепи статора генератора. Для обеспечения более быстрой регулировки напряжения генератора служит электромагнитный корректор напряжения, который, получая питание от группы трансформаторов на выводе генератора, подпитывает выпрямленным током добавочную обмотку возбуждения возбудителя.

Кроме аппаратуры регулирования возбуждения, все синхронные генераторы оборудуются устройством автоматического гашения поля АГП для защиты генератора от внутренних повреждений. Необходимость гашения поля вызывается значительной длительностью выбега (вращения ротора) генератора порядка 30—40 мин после отключения от сети. Наводимое при этом напряжение гасится в омических сопротивлениях аппарата.

Монтаж АГП заключается в установке в камере выводов генератора автомата (см. рис. 2) с разрядными сопротивлениями, соединяемыми между собой перемычками, а также в соединении контактов возбудителя с автоматом АГП и контактными кольцами ротора при помощи бронированных кабелей. Все кабельные соединения системы возбуждения генератора выполняются особо тщательно. Перед прокладкой кабеля с него обязательно удаляется внешняя джутовая оболочка. После прокладки броня кабеля окрашивается битумным лаком (№ 177 и др.).

Оконцевание проложенных кабелей цепей управления выполняется: у возбудителя и у контактных колец ротора машины в виде сухих концевых заделок при помощи изоляционной полихлорвиниловой ленты ПХЛ и лаков ПХВ (рис. 7,а); в камерах выводов генератора — в виде эпоксидных концевых заделок с применением компаундов марки К-115 или Э-2200 (рис. 7,б).

Жилы кабелей снабжаются кабельными наконечниками. На медные жилы наконечники напаяются припоем ПОС-30. На алюминиевых жилах наконечники присоединяются пайкой при помощи припоя марки А или электросваркой угольным электродом, а также опрессованием. Болтовые подсоединения кабелей к контактам возбудителя и контактными кольцам ротора необходимо выполнять особо надежно.

Возбудитель генератора и вся система возбуждения перед пуском генератора тщательно проверяется. Коллектор возбудителя и контактные кольца ротора очищаются от пыли продувкой сжатым воздухом, а затем тщательно обезжириваются. В отдельных случаях при необходимости производится «продороживание» коллекторных пластин для удаления шероховатостей и заусенцев. Перед самым пуском генератора устанавливаются контактные щетки коллектора и делается шлифовка

их стекlobумагой № 0 или № 00 с применением деревянной колодки-шаблона. Колодка прижимается к коллектору, который проворачивается при помощи специального валоповоротного устройства.

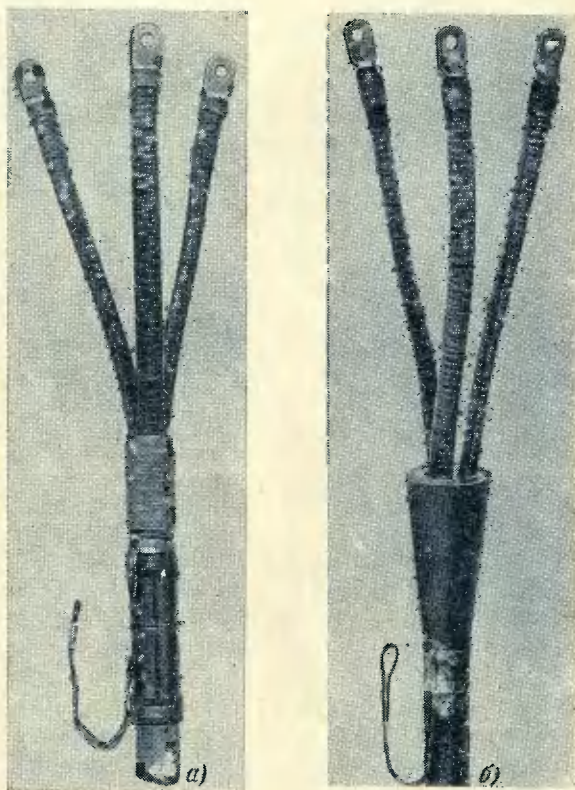


Рис. 7. Концевые кабельные заделки.
а — сухая у колец ротора; б — эпоксидная в камере
АРВ.

После окончания всех монтажных работ проверяется состояние изоляции обмоток статора и ротора генератора, а также изоляции ступней подшипников и изолирующей прокладки возбудителя. При неудовлетворительном состоянии изоляции обмоток генератора (см. далее) необходима его сушка.

Турбогенератор типа ТГВ-200 не имеет вращающегося возбудителя; для него применяется возбуждение особой системы — так называемое ионное возбуждение. При этой системе питание обмотки ротора генератора осуществляется постоянным током, получаемым от специальных выпрямительных установок — ртутных выпрямителей или игнитронов.

Питание выпрямительной установки осуществляется от отдельного понижающего трансформатора, включаемого в отпайку от основного токопровода между генератором и повысительным трансформатором. Сама выпрямительная установка поставляется заводами комплектно и монтируется в особом отведенном для нее помещении. Монтаж производится в соответствии с рабочими чертежами и инструкциями завода-изготовителя.

В последнее время возбуждение генераторов 200 Мвт выполняется также путем установки на валу машины высокочастотного генератора, работающего на выпрямительное устройство из сухих выпрямителей.

5. Сушка обмоток генератора

Вопрос о допустимости включения вновь смонтированного генератора в работу без сушки решается на основании рассмотрения результатов ряда проведенных измерений, в том числе определения коэффициента абсорбции.

Коэффициентом абсорбции называется отношение величины сопротивления изоляции, отсчитанной через 60 сек после начала вращения рукоятки мегомметра ($R_{60''}$), к величине сопротивления изоляции, отсчитанной через 15 сек ($R_{15''}$).

Измерение сопротивления изоляции обмоток, рассчитанных на напряжение более 1 000 в (статор генератора) производится мегомметром на 1 000—2 500 в, а для обмоток напряжением менее 1 000 в (ротор генератора, возбудитель) — мегомметром на 500—1 000 в. Измерение сопротивления изоляции обмоток статора (каждой фазы в отдельности) выполняется при температуре не ниже $+10^{\circ}\text{C}$, в противном случае производится подогрев машины.

Для включения генератора без сушки необходимы следующие условия:

а) сопротивление изоляции $R_{60''}$, измеренное при температуре $+75^{\circ}\text{C}$, должно быть не менее значения, определяемого по формуле

$$R_{60''} = \frac{U}{1000 + 0,01S} \text{ Мом},$$

где U — номинальное напряжение генератора, в;

S — номинальная мощность машины, *квa*.

Сопротивление изоляции обмоток ротора генератора при температуре $+10 \div 30^{\circ}\text{C}$ должно быть не менее $0,5 \text{ Мом}$;

б) значение коэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$ составляет не менее 1,3;

в) характеристика зависимости токов утечки через изоляцию обмоток от величины испытательного напряжения выпрямленного тока не должна иметь крутого изгиба.

Достаточным является соблюдение условий, изложенных в пунктах «а» и «в» или в пунктах «б» и «в». Если эти условия не соблюдены, генератор подвергается сушке и последующим повторным испытаниям.

В практике монтажа наиболее распространенным методом сушки является метод нагрева индукционными потерями в стали статора.

Потери в стали статора, необходимые для нагрева машины, образуются за счет переменного магнитного потока, получаемого при помощи специальной намагничивающей обмотки (рис. 8), включаемой в сеть 220—380 в.

Сушка генератора методом потерь в стали может производиться как при вставленном роторе, так и без него. При монтаже генераторов 100—200 *Мвт* сушка, как правило, ведется со вставленным ротором. Следует иметь в виду, что при сушке этим способом генератора со вставленным ротором в обмотке ротора наводится э. д. с., поэтому измерение сопротивления изоляции этой обмотки можно производить, только сняв напряжение с намагничивающей обмотки и закоротив обмотку ротора. Кроме того, от действия намагничивающей обмотки наводится электродвижущая сила также и в стали

ротора, что может вызвать короткое замыкание через вал и подшипники машины. В связи с этим при сушке генератора со вставленным ротором один конец вала обязательно изолируется путем вставки изоляционной прокладки между вкладышем подшипника и шейкой вала.

Во время проведения сушки ротор во избежание местных перегревов регулярно через каждые 20—30 мин проворачивается на 90° при помощи валоповоротного устройства.

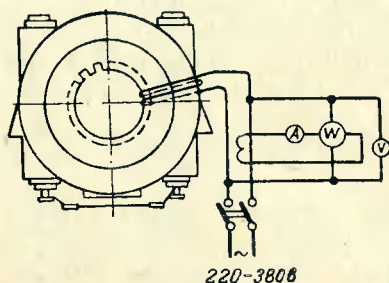


Рис. 8. Схема сушки генератора методом индукционных потерь в стали статора.

Намагничивающая обмотка выполняется изолированным проводом (марок ПРГ или ПР) обычно сечением 95 или 120 мм². Токовая нагрузка на провод принимается в пределах 60—70% величины, допустимой для него по нормам. При большой величине тока намагничивающая об-

мотка выполняется из нескольких параллельных ветвей, соединенных на концах. Обмотка изолируется от стали статора прокладками из электрокартона.

Число витков намагничивающей обмотки и сечение проводов определяются расчетом. Расчет основан на выборе определенной величины индукции, наводимой в стали статора. Она принимается для начала сушки (прогрев) в 8 000—10 000 гс, а при установившемся тепловом режиме — в 4 000—5 000 гс. Регулирование нагрева производится изменением величины напряжения, приложенного к обмотке, или устройством на ней регулирующим отпаек.

Индукция в стали статора B при частоте 50 гц определяется по формуле

$$B = \frac{450\,000\,U}{Qw} \text{ гс},$$

где U — напряжение, приложенное к намагничивающей обмотке, в;

Q — поперечное сечение активной части статора внутри витка намагничивающей обмотки, $см^2$;
 ω — число витков намагничивающей обмотки.

В табл. 2 приведены данные, необходимые для выбора числа витков намагничивающей обмотки при сушке генераторов мощностью 100 и 200 *Мвт*. Данные таблицы рассчитаны на питание обмотки переменным током при напряжении 380 *в*. Число витков регулируется устройством соответствующих отпаяк.

Таблица 2

Индукция <i>B, гс</i>	Намагничивающая сила, <i>ав</i>	Число витков	Ток, <i>а</i>	Кажущаяся мощность, <i>квв</i>
Генератор мощностью 100 <i>Мвт</i>				
8 000	1 020	1,2	850	322
4 000	365	2,5	146	55,5
Генератор мощностью 200 <i>Мвт</i>				
8 000	755	1,5	500	190
4 000	324	3	118	41

При сушке должна быть обеспечена хорошая вентиляция машины с регулярным обменом воздуха. Генератор должен быть хорошо утеплен при помощи асбестового полотна, особенно в отношении лобовых частей обмотки статора. Сушка производится при температурах не ниже 80° С, а также не выше максимально допустимых: для статора 90—95° С и для ротора 100—120° С.

При сушке методом потерь в стали контроль температуры ведется для стали статора по заложенным в ней термопарам, а для лобовых соединений обмоток статора — при помощи заложенных с каждой стороны двухтрех ртутных термометров со шкалой до 150° С. Регулирование температуры осуществляется периодическим включением и отключением источника тока или изменением числа витков намагничивающей обмотки (при наличии отпаяк).

Во время сушки организуется непрерывное дежурство с ведением журнала сушки, в котором ежедневно записываются показания приборов, температуры и значения сопротивления изоляции обмоток по отноше-

нию к корпусу. Сушка прекращается, когда коэффициент абсорбции R_{60}/R_{15} , в течение 3—5 ч остается неизменным при неизменной температуре обмоток статора, равной 85—95° С.

II. МОНТАЖ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

6. Трансформаторы и их технические данные

На мощных электростанциях применяются, как правило, силовые трехфазные трансформаторы с масляным охлаждением.

Для питания собственного расхода станции (механизмы, освещение и др.) устанавливаются двухобмоточные трансформаторы мощностью по 20 или 31,5 *Мва* в зависимости от мощности турбогенераторов. Эти трансформаторы понижают напряжение генератора с 10—20 *кв* до рабочего напряжения 3—6 *кв*, которое или используется непосредственно для крупных электродвигателей, или снижается на месте потребления до 0,4 *кв*. Трансформаторы собственного расхода устанавливаются обычно вблизи машинного зала станции и подключаются к шинному мосту или экранированному токопроводу соответствующего генератора.

Для обеспечения (резервирования) питания собственного расхода станции от энергосистемы, что требуется в первую очередь при пуске электростанции, предусматривается установка пускорезервных трансформаторов собственного расхода той же мощности, но присоединяемых к РУ 110 *кв*.

В качестве повысительных трансформаторов применяются трансформаторы и автотрансформаторы мощностью от 60 до 250 *Мва* в соответствии с мощностью генераторов.

Основные технические характеристики указанных трансформаторов приведены в табл. 3.

Повысительные трансформаторы также размещаются возможно ближе к машзалу или РУ для сокращения длины токопроводов.

Особенностью монтажа крупных трансформаторов на тепловых электростанциях является проведение его в машинном зале с использованием имеющихся там кранов грузоподъемностью 50—100—125 *Т*. Монтаж трансфор-

Технические данные силовых трансформаторов

Тип	Напряжение, кв	Мощность, Мва*	Группа соедине- ния	Вес, т			Назначение
				активной части	масла	полный	
ТРД	10,5/6,3	20	Δ/Δ—12	19,4	8,3	37,5	Собственного расхода
ТДНГ	110/10,5	20	Y/Δ—11	28,0	23,5	69,5	Пускорезервный
ТДЦГ	242/10,5	125	Y/Δ—11	94,9	49,85	181,95	Повысительный
ТДЦТГА	242/121/10,5	240 120	Y — авто Δ—12—11	168,1	62,5	290,4	Повысительный

* Указана мощность обмоток СН и НН.

Условные обозначения: Т — трехфазный; Д — форсированное дутье; Р — собственного расхода; Ц — принудительная циркуляция масла; третья или четвертая буква Т — трехобмоточный; Г — грозоупорный; А — автотрансформатор; Н — регулировка под нагрузкой.

маторов производится на «нулевой» отметке машзала. Место работы отгораживается и обеспечивается необходимыми противопожарными средствами. При невозможности использования машзала, в частности при отсутствии усиленного железнодорожного пути¹ от машзала до места установки трансформатора, все работы по монтажу выполняются непосредственно на фундаменте трансформатора.

Ниже приводится описание обоих способов монтажа: рассматриваются монтаж в машинном зале пускорезервного трансформатора мощностью 20 Мва и монтаж на фундаменте повысительного автотрансформатора мощностью 240 Мва.

7. Монтаж трансформатора типа ТДНГ-20000/110

Технические данные трансформатора: мощность 20 000 ква, двухобмоточный, напряжение 110/10,5 кв, масляный, с форсированным воздушным охлаждением, с регулировкой напряжения под нагрузкой, осуществляемой автоматически посредством специального переключающего устройства.

¹ Усиленный путь необходим при перемещении трансформатора большого веса на собственных каретках из-за большого давления на катки.

Переключающее устройство состоит из трехфазного двоянного переключателя, установленного в общем кожухе трансформатора и закрепленного на верхнем ярме магнитопровода, двух трехполюсных контакторов в отдельном заполненном маслом кожухе, трехфазного реактора, помещенного внутри бака трансформатора, при-

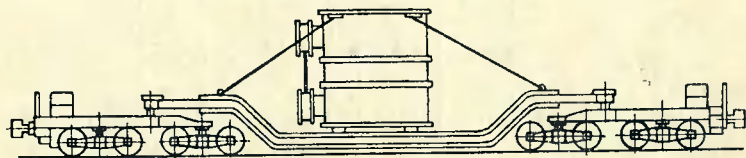


Рис. 9. Погрузка трансформатора ТДНГ-20000/110 на восьмиосном транспорте.

водного механизма, расположенного на стенке бака трансформатора, и шкафа автоматического регулирования напряжения.

Доставка трансформатора. Трансформатор поступает с завода заполненный маслом, но с демонтированными радиаторами, расширителем, выхлопной трубой, термосифонными фильтрами, шкафами управления и другими выступающими частями и деталями. Для перевозки по железной дороге применяется специальный восьмиосный транспортер с пониженной площадкой грузоподъемностью 90 Т (рис. 9).

Трансформатор устанавливается на опорные деревянные брусья и закрепляется стальными упорами, приваренными к стальному листу, уложенному на транспортере. Лист в свою очередь крепится к транспортеру при помощи болтов и дополнительных упорных пластин.

Кроме того, во избежание опрокидывания трансформатор за четыре подъемных крюка закрепляется четырьмя растяжками. Растяжки скручиваются из стальной отожженной проволоки диаметром 6—6,5 мм не менее чем в две нитки каждая. Транспортер с трансформатором подается по железнодорожному пути в машинный зал электростанции. До разгрузки производится осмотр трансформатора, особенно в части состояния креплений его к транспортеру. Проверяется совпадение контрольных меток на баке трансформатора и на транспортере,

а также отсутствие каких-либо повреждений бака. Все уплотнения и пломбы на кранах и пробки отбора пробы масла должны быть целы.

После проверки пригодности мостового крана машинного зала по грузоподъемности производится разгрузка: трансформатор освобождается от всех креплений и снимается с транспортера при помощи стальных стропов за подъемные крюки, приваренные к стенкам бака. Дли-

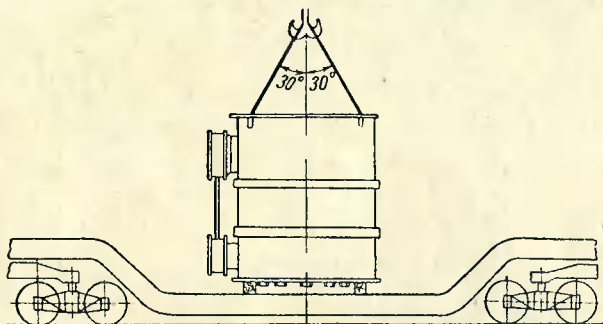


Рис. 10. Строповка трансформатора при разгрузке.

на стропов подбирается таким образом, чтобы при подъеме трансформатора угол наклона стропа к вертикальной оси не превышал 30° (рис. 10), а крышка бака трансформатора при подъеме оставалась строго горизонтальной (последнее достигается применением стропов одинаковой длины).

Снятый мостовым краном трансформатор ставится на инвентарные металлические подкладки — швеллеры или двутавры № 16—18 на монтажной площадке или же на рельсовые пути машзала на своих балансирных каретках. В последнем случае каретки должны быть предварительно отревисованы, очищены и смазаны. Порядок установки на каретки следующий: а) трансформатор устанавливается на шпальные подкладки достаточной высоты, после чего каретки заводятся под дно бака и закрепляются болтами; б) трансформатор снова поднимается, шпалы удаляются и бак опускается на рельсы.

В отдельных случаях при неготовности мостового крана машзала к моменту прибытия трансформатора

приходится временно разгружать его на шпальную выкладку вне машзала. Трансформатор передвигается с транспортера на выкладку трактором с помощью полиспаста по уложенным временно рельсам. Пример такой разгрузки приводится ниже. Последующая доставка трансформатора в машзал для ревизии осуществляется по рельсовым путям на каретках.

До начала монтажа производят предварительную оценку состояния трансформатора:

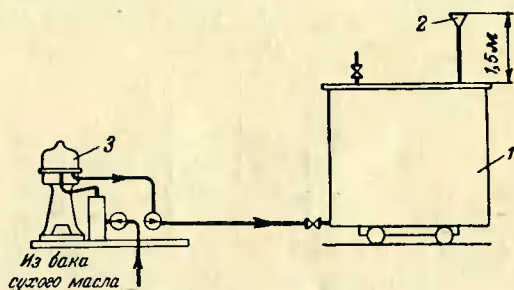


Рис. 11. Схема проверки герметичности бака трансформатора.

1 — бак трансформатора, 2 — воронка, 3 — сепаратор.

а) Через специальную пробку отбирается проба масла при температуре не ниже $+5^{\circ}\text{C}$ для сокращенного анализа с определением пробивного напряжения, кислотного числа, отсутствия воды и механических примесей; пробивное напряжение масла должно быть не ниже 40 кВ.

б) Бак трансформатора проверяется на герметичность давлением столба масла высотой в 1,5 м в течение 3 ч. Для этого на крышку бака устанавливается труба диаметром 1" с воронкой на конце (рис. 11). Сухое масло сепаратором закачивается в бак через нижний сливной кран. Для выхода воздуха при подкачке масла открывается дополнительно один из кранов на крышке бака. При появлении в воронке масла дополнительный кран закрывается, а при заполнении всей воронки подкачка масла прекращается.

Трансформатор считается герметичным, если не наблюдается течи масла в местах, расположенных выше

уровня масла, с которым прибыл трансформатор. До проверки герметичности подтягивать уплотняющие болты запрещается. Повреждение пломб или закраски болтов (гаек) у заглушек рассматривается как нарушение герметичности.

Все работы по оценке состояния, а также по ревизии трансформатора выполняются при положительной температуре воздуха от $+10$ до $+20^{\circ}\text{C}$.

Если трансформатор доставлен в машзал зимой при отрицательной температуре воздуха, его необходимо выдержать в помещении, пока температура не уравнивается. Если температура в машзале менее $+10^{\circ}\text{C}$, трансформатор подлежит дополнительному подогреву с помощью намагничивающей обмотки до температуры $20\text{--}25^{\circ}\text{C}$ в верхних слоях масла. При подогреве трансформатора боковая поверхность и крышка утепляются асбестовым полотном, на которое наматывается намагничивающая обмотка. Под дно бака ставятся две воздушодувки мощностью по $20\text{--}25$ квт каждая.

Обмотка выполняется изолированным проводом сечением $70\text{--}95$ мм². Для рассматриваемого случая при напряжении 380 в обмотка состоит из 46 витков, ток в обмотке равен 250 а. Расчет намагничивающей обмотки производится согласно Инструкции по сушке силовых трансформаторов, Госэнергоиздат, 1961 г.

Монтажное оснащение. Для производства работ по монтажу трансформатора необходимы: сепаратор (центрифуга), насосы для перекачки масла, вакуум-насос, аппарат для испытания масла на пробу, лабораторное оборудование, сварочный аппарат, специальные приспособления (подмости, подставки для вводов, подъемные средства), слесарно-монтерский инструмент. Перечень рекомендуемого монтажного оборудования, приспособлений и инструментов приведен в приложении.

Для работы с трансформаторным маслом на период ревизии трансформатора используются постоянные или временные металлические баки. Временные баки устанавливаются вне машзала на заранее подготовленной и огороженной площадке. Маслоочистительная аппаратура также должна быть установлена за пределами машзала под навесом или в инвентарном помещении (например, в фургоне). Работы по промывке и испытанию радиаторов, фильтров, расширителя и других деталей производ-

дятся только вне машзала. Для выполнения работ необходимо установить два маслобака: один, емкостью 10 т, предназначается для сухого масла, идущего на доливку трансформатора, промывок и испытаний, второй, емкостью 20 т, нужен для полного слива масла из трансформатора на период ревизии. Маслобаки перед вводом их в работу промываются маслом и испытываются на герметичность избыточным давлением 0,2—0,3 ат.

Все соединения маслохозяйства выполняются стальными трубами диаметром 2". Система трубопроводов очищается продувкой, промывается маслом и испытывается на плотность соединений. Масло, залитое в баки после их подготовки, подвергается сушке при помощи сепаратора (центрифуги).

Одновременно в машинном зале станции ведется подготовка узлов трансформатора к монтажу:

маслонаполненные вводы высокого напряжения (ВН) устанавливаются вертикально в металлические подставки (стулья), производятся их ревизия и очистка; отбирается проба масла из вводов и измеряется тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$ изоляции;

вводы низкого напряжения (НН) осматриваются, очищаются, проверяются на отсутствие трещин и сколов, а также на целостность армировки; вводы испытываются повышенным напряжением (42 кВ при 50 Гц) в течение 1 мин;

газовые реле и манометрические сигнализаторы проверяются в лаборатории;

изоляционные цилиндры вводов ВН подсушиваются при температуре 100—105°С, после чего их хранят в отдельном баке в сухом масле до начала монтажа.

Вне машзала производится подготовка к монтажу радиаторов и термосифонных фильтров. Они промываются горячим сухим маслом при температуре 50—60°С, после чего испытываются избыточным давлением 0,5 ат, которое выдерживается 30 мин. Схема испытаний приведена на рис. 12.

Расширитель и выхлопная труба промываются горячим сухим маслом. Отсутствие течи проверяется промазыванием швов снаружи мелом, который темнеет в местах появления масла. Дефектные места исправляются сваркой. У расширителя удаляются временные уплотне-

ния и устанавливается малоуказательное стекло. На выхлопной трубе ставится стеклянная диафрагма между резиновыми прокладками, смазанными бакелитовым лаком.

Подготавливаются к установке электродвигатели обдувки трансформатора: проверяются состояние изоляции и отсутствие обрыва обмоток. На валу двигателей устанавливаются крыльчатки.

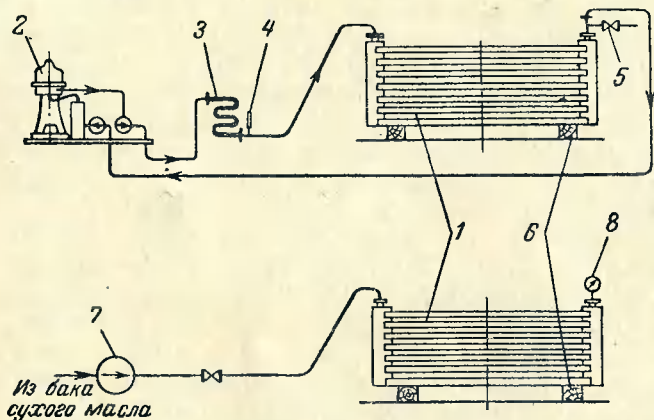


Рис. 12. Схема промывки и испытаний радиаторов.

1 — радиаторы; 2 — сепаратор; 3 — маслоподогреватель; 4 — термометр; 5 — кран; 6 — шпалы; 7 — маслосос; 8 — манометр.

Ревизия активной части. После проверки герметичности трансформатор устанавливается по уровню, устраиваются подмости. Масло сливается через нижний кран. Начало слива считается началом ревизии. Согласно нормам, время пребывания активной части на воздухе при температуре $+20^{\circ}\text{C}$ и относительной влажности воздуха 75% не должно превышать 12 ч. Крышка бака снимается и устанавливается на подкладки рядом с ним. Масло сливается настолько, чтобы можно было отсоединить отводы (гибкий медный кабель), идущие от переключателя и реактора к панели контакторов.

Далее необходимо расцепить и снять горизонтальный вал, соединяющий вал переключателя с валом контакторов, отметив начальное положение рисками.

Для подъема активная часть стропится за подъемные пластины с помощью стальных валиков. Угол отклонения стропов от вертикали не должен превышать 30°. При подъеме активная часть подвешивается строго горизонтально во избежание заклинивания. Если трансформатор установлен на рельсах, необходимо зафиксировать рисками положение катков.

Далее мостовым краном активную часть вынимают из бака, не допуская перекоса и наблюдая за сохранением равномерного зазора по всему периметру. После подъема активной части бак откатывается вдоль путей на 4—5 м. Активную часть опускают на подкладки из шпал. Затем производится осмотр-ревизия для устранения мелких повреждений и усиления ослабевших креплений. Для удобства и безопасности работ должны быть устроены соответствующие подмости.

В начале осмотра с помощью прибора ЕВ-3 (емкость — время) производится измерение приращения емкостей $\Delta C/C$. При осмотре особое внимание уделяется запрессовке обмоток, так как ее ослабление снижает устойчивость обмоток при электродинамическом действии тока, особенно при коротких замыканиях. Подпрессовка осуществляется подтягиванием нажимных домкратов, установленных в балках ярма. При затяжке винтов домкратов нажимные стальные кольца усиливают осевое крепление дистанционных прокладок. Подтягивание производится равномерно по всему периметру с последующей затяжкой контргаек.

Проверке подлежат также: состояние изоляции отводов, особенно в местах присоединения их к обмоткам и к переключателю; болтовые крепления активной части; сохранность и целость всех деревянных креплений; качество пайки концов отводов к выводам и к переключателю; состояние заземления магнитопровода и нажимных колец.

При осмотре переключателя проверяются: сборка контактной системы и крепление контактов; состояние нажимных пружин; затяжка гаек и других устройств, удерживающих контакты.

Измеряется сопротивление изоляции всех доступных шпилек, прессующих магнитопровод (при помощи мегомметра на 2500 в). При плохом состоянии изоляции (сопротивление менее 1000 ом) отвертывается гайка,

снимаются и очищаются металлическая и изоляционная шайбы, после чего крепление собирается вновь. Точно так же проверяется сопротивление изоляции ярмовых балок относительно активной части. При этом заземляющие перемычки временно снимают; после же проведения замеров перемычки необходимо восстановить и проверить состояние заземления. Проверяется также сопротивление изоляции прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок.

После всех проверок повторно измеряется $\Delta C/C$ (прибором ЕВ-3). Из бака сливают все масло с удалением остатков через донную пробку, производят очистку бака и промывку его сухим маслом.

Перед опусканием в бак активная часть промывается горячим сухим маслом, пробивное напряжение которого должно быть не менее 50 кв. Обычно это делают над баком с удалением стекающего масла через нижнюю пробку.

Одновременно с перечисленными работами, выполняемыми на активной части трансформатора, устанавливают изоляционные цилиндры на маслonaполненных выводах; монтируют на баке плоские краны для присоединения радиаторов и термосифонных фильтров; готовят к подключению масловакуумную систему.

Прошедшая ревизию активная часть опускается в бак. После ее установки и закрепления присоединяют (по заводской маркировке) отводы от переключателя и реактора к контакторной панели. Горизонтальный вал ставится на место и соединяется муфтой с валом переключателя, а другим концом через кониусную муфту — с валом контакторов. После сочленения этих деталей проверяется действие всего переключающего устройства путем провертывания его вручную при помощи специальной рукоятки.

Далее к раме разъема бака приклеивается клеем № 88 резиновая прокладка и крышка бака устанавливается на место. Затяжка болтов производится одновременно по всему периметру бака и считается законченной, когда прокладка сжата до $2/3$ первоначальной толщины.

Маслonaполненные вводы ВН с надетыми на нижнюю часть бакелитовыми изоляционными цилиндрами монти-

руются на переходных фланцах, предварительно устанавливаемых на крышке трансформатора. При монтаже ввода через его полую часть пропускается отвод обмотки (гибкий кабель), который присоединяется к металлической головке ввода. Ввод закрепляют на переходном фланце, не допуская перекосов, которые могут повести к поломке фарфора. Затяжку болтов производят равномерно по всей окружности фланца. Вслед за тем устанавливаются вводы НН и нулевой ввод обмотки ВН с подключением отводов обмоток внутри бака. Подключение может быть сделано и после заливки бака маслом до уровня переключателя.

Все люки бака закрывают заглушками с резиновыми уплотнениями. На баке монтируются: задвижки и краны, временный маслоуказатель, вакуумметр и воздухоосушитель, заполненный силикагелем. После этого монтируют временные трубопроводы для подсоединения масляной и вакуумной систем.

При включении вакуум-насоса в баке создается вакуум 350 мм рт. ст. (ступенями до 100 мм рт. ст. через каждые 15 мин). Если в течение часа вакуум снизится не более чем на 30 мм рт. ст., бак считается герметичным. В случае худших показателей возможные подсосы устраняются подтягиванием болтов, а иногда и заменой прокладок. Места нарушения уплотнений определяются на слух (шипение воздуха).

После проверки герметичности бак трансформатора выдерживается под вакуумом 350 мм рт. ст. в течение 2 ч, затем начинается заливка бака маслом через кран на крышке бака с помощью сепаратора. Пробивное напряжение масла должно составлять 50 кв. Масло подается со скоростью 3 000—5 000 л/ч. Когда уровень масла в баке будет на расстоянии 200—250 мм от крышки, подача масла прекращается и бак выдерживается под вакуумом указанной величины в течение 6 ч. Затем вакуум постепенно снижается до нуля подачи воздуха через воздухоосушитель; активная часть продолжает пропитываться маслом при атмосферном давлении в течение 3 ч.

По окончании заливки масла проверяется действие устройства регулирования напряжения под нагрузкой. Из кожуха контакторов отбирается проба масла, потом все масло сливается и открывается смотровой люк. Про-

изводится осмотр-ревизия контакторов и определяется последовательность действия переключającego устройства в зависимости от угла поворота вала переключателя. Эта проверка называется снятием круговой диаграммы. Затем кожух контакторов заполняется сухим маслом с электрической прочностью 50 кВ.

После проведения всех перечисленных операций выясняется возможность включения трансформатора в работу без сушки. Для этого проверяется состояние изоляции обмоток: измеряется величина $R_{60''}$ и определяется коэффициент абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$, а также тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$.

По нормам¹ включение без сушки трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, транспортируемых с маслом, допускается при соблюдении следующих условий:

- а) бак трансформатора герметичен;
- б) в пробе масла, взятой из нижнего крана до проверки герметичности, нет следов воды;
- в) пробивное напряжение масла в трансформаторе не ниже 40 кВ;
- г) разность между значениями $\Delta C/C$ в конце и начале ревизии, приведенными к одной температуре, не превышает определенного процента; при $+20^{\circ}\text{C}$ она должна быть не более 4%¹;
- д) величины $R_{60''}$ и $\operatorname{tg} \delta$ обмоток не отличаются от данных протокола заводских испытаний трансформатора (приведенных к той же температуре $+20^{\circ}\text{C}$) более чем на 30% в сторону ухудшения.

При соблюдении указанных требований трансформатор идет в окончательную (монтажную) сборку. В противном случае проводится контрольный прогрев или сушка трансформатора.

Монтажная сборка. На бак трансформатора навешиваются радиаторы, в первую очередь расположенные над расширителем. На крышке устанавливаются расширитель и выхлопная труба. Затем устанавливаются остальные радиаторы и термосифонные фильтры.

Фильтры должны быть заполнены силикагелем, который предварительно прокаливается при температуре 140°C в течение 8 ч.

¹ Инструкция по контролю состояния изоляции трансформаторов перед вводом в эксплуатацию, СН 171-61, Госстройиздат, 1961.

Далее устанавливаются сигнальные манометрические термометры и газовое реле. Реле соединяется трубопроводами с расширителем и баком. К расширителю присоединяется воздухоосушитель и трубопровод для подачи масла. Трансформатор заливается полностью через расширитель маслом с электрической прочностью (пробивным напряжением) не менее 50 кВ через сепаратор производительностью 3 000 л/ч. Во время заливки радиаторы заполняются маслом через нижние краны, при этом верхние пробки радиаторов, патрубков вводов ВН и фланцев на крышке бака открываются. При появлении масла в отверстиях пробок их закрывают.

Термосифонные фильтры заполняются маслом из бака трансформатора также через нижние краны при открытых верхних воздушных кранах. С появлением масла в воздушных кранах подача масла прекращается. Масло в фильтрах отстаивается в течение 1 ч, затем часть масла сливается через спускную пробку, после чего фильтр вновь полностью заполняется маслом. Предварительно засыпанный в фильтр силикагель целесообразно промыть сухим маслом. Уровень масла в расширителе (по маслоуказателю) должен соответствовать температуре масла внутри бака.

После окончательного заполнения трансформатора производится повторное испытание его герметичности давлением столба масла высотой 1,5 м описанным выше способом. Во время испытания плоский кран на трубопроводе между баком и расширителем перекрывается. Трансформатор считается герметичным, если в течение 3 ч не обнаружится течи масла.

Затем внутри радиаторов устанавливаются вентиляторы воздушного охлаждения с креплением их на специальных конструкциях. Далее производится монтаж групповой и распределительной электрической проводки для электродвигателей вентиляторов и проверяется работа всей системы охлаждения трансформатора.

Через 12 ч после сборки и заливки трансформатора проводятся следующие измерения и испытания:

а) отбор пробы масла для сокращенного химического анализа и определения $\text{tg } \delta$ масла;

б) измерение характеристик изоляции $R_{60''}$, $R_{60''}/R_{15''}$ и $\text{tg } \delta$ обмоток;

в) проверка коэффициента трансформации на всех положениях переключателя;

г) измерение сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях;

д) проверка группы соединения обмоток;

е) измерение потерь холостого хода при малом возбуждении.

Готовый к установке трансформатор перекачивается из машинного зала к своему фундаменту. Перемещение производится на собственных катках тягой трактором (или электролебедкой) через десятитонный полиспаст. Скорость передвижения не должна превышать 8—10 м/мин.

Для установки трансформатора на фундамент изменяется направление катков на 90° . Это делается на специальной крестовине железнодорожного пути против фундамента. Поочередно приподнимается каждая сторона трансформатора со страховкой при помощи подкладок из шпал. Подъем производится гидравлическими домкратами грузоподъемностью 50 Т, имеющими манометры для контроля давления и предохранительные кольца для предотвращения самопроизвольной осадки. Для установки домкратов трансформатор имеет специальные опорные площадки. Равномерность подъема контролируется по манометрам. Подняв трансформатор на необходимую высоту, каретки разворачивают на 90° и снова закрепляют, после чего трансформатор опускают на рельсы. Трансформатор перекачивается на фундамент также с помощью трактора через полиспаст.

Крышка установленного трансформатора должна иметь подъем по направлению к газовому реле в 1—1,5%. Это достигается установкой стальной прокладки толщиной 20 мм под соответствующие катки, для чего трансформатор приподнимается домкратами. На рельсах катки закрепляются упорами из угловой стали.

Бак трансформатора заземляется стальной полосой сечением 40×5 мм, которая приваривается к общему контуру заземления станции. Монтируются шкафы управления дутьем и автоматического управления регулировкой напряжения; подводятся и подсоединяются силовые и контрольные кабели для электродвигателей, шкафов управления и пр.; на трансформаторе монтируются раз-

рядники заводской поставки; к выводам ВН и НН присоединяется ошиновка.

Общий вид установки трансформатора типа ТДНГ показан на рис. 13.

Перед включением трансформатора в работу проверяется действие всех установленных защит, а также действие относящейся к трансформатору коммутационной

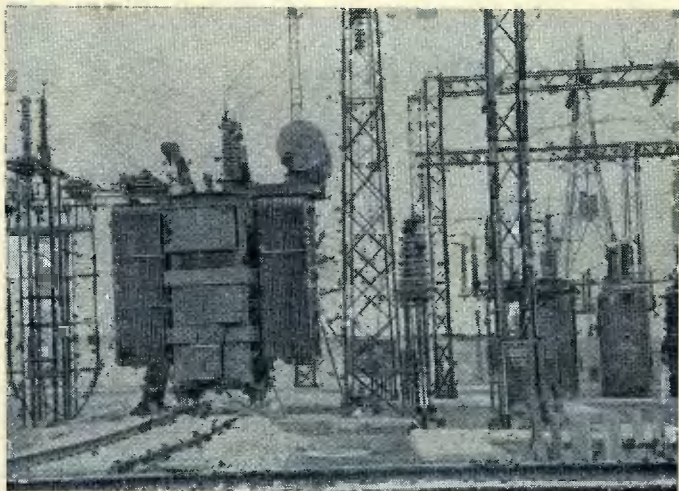


Рис. 13. Трансформатор ТДНГ-20000/110 в сборе.

аппаратуры (выключателей, разъединителей). Дополнительно проверяются показания всех установленных термометров; уровень масла в расширителе и его сообщаемость с баком; отсутствие воздуха в газовом реле; действие всех радиаторных кранов; отсутствие течи масла. Проверяется также, нет ли каких-либо посторонних предметов на трансформаторе.

При первом включении трансформатора должно быть предусмотрено немедленное его отключение действием защиты в случае каких-либо неисправностей. Для этого цепи сигнальных контактов газового реле трансформатора временно переводят на «отключение», а максимальную защиту у трансформатора устанавливают на мгновенное действие.

Включение трансформатора желательно производить подъемом напряжения с нуля ступенями по 10 кВ с выдержкой на каждой по несколько минут (4—5 мин). Разрешается также трансформатор включать «толчком» на полное напряжение с выдержкой не менее 30 мин, после чего трансформатор отключается и защита пере-страивается на нормальный режим.

Во время пробного включения ведется тщательное прослушивание трансформатора и наблюдение за его состоянием. При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

8. Монтаж автотрансформатора типа ТДЦТГА-240000/220

В качестве второго примера рассмотрим монтаж повысительного автотрансформатора типа ТДЦТГА-240000/220 непосредственно на фундаменте.

Технические данные автотрансформатора: трехобмоточный, напряжение 242/121/10,5 кВ; мощность обмотки ВН—240 Мва, а обмоток СН и НН — 120 Мва; охлаждение масляное с принудительной циркуляцией; регулировка напряжения на стороне обмоток ВН и СН ручным переключением при отключенном автотрансформаторе.

Особенности конструкции автотрансформатора заключаются в следующем. Бак автотрансформатора сварен из листовой стали и имеет прямоугольную форму со скругленными углами. По высоте он имеет два разъема, разделяющие его на три части: нижнюю (дно), обечайку и крышку. Верхний разъем предусмотрен для подпрессовки обмоток при неполном сливе масла из бака. Нижний разъем находится на высоте 450—550 мм от дна бака. Он предусмотрен для подъема съемной части бака с целью производства осмотров и ремонта активной части.

Бак рассчитан на избыточное давление 0,5 ат и полный вакуум 760 мм рт. ст., что обеспечивает возможность сушки активной части (с последующей заливкой маслом) в собственном баке при указанной величине вакуума.

В нижней части бака имеется приспособление для подъема автотрансформатора в транспортном виде

(в случае разгрузки) при помощи траверсы, а также упоры для установки домкратов при бескрановой разгрузке или же для перестановки кареток при изменении направления перемещения автотрансформатора по рельсовым путям.

Крышка бака и «колокол» — съемная часть бака — в плане имеют прямоугольную форму со скругленными углами, а в поперечном сечении — трапециевидную форму. На крышке с помощью фланцевых соединений устанавливаются предохранительная труба, привод переключателя обмоток ВН и СН, расширитель и прочая арматура.

На наклонных плоскостях устанавливаются вводы ВН и СН и термометрические сигнализаторы. Конструкция «колокола» предусматривает установку вводов ВН и СН при наличии в баке масла, уровень которого выше верхнего края обмоток. С этой целью «карман» ввода ВН выполнен приваренным к основной стенке «колокола», что снижает размеры бака и упрощает монтажные работы. Для подъема «колокола» с крышкой на его продольных стенках имеются специальные приспособления. Крышка, обечайка и «колокол» крепятся к раме бака болтами. В качестве уплотнения применяются прокладки из маслостойкой резины.

Вводы ВН и СН устанавливаются в промежуточные фланцы (адапторы), в которые предварительно закладываются трансформаторы тока для питания релейных защит автотрансформатора. Трансформаторы тока поступают на монтаж отдельно в шести металлических кожухах (отдельно на каждый ввод ВН и СН), заполненных маслом.

Для передвижения на небольшие расстояния в пределах монтажной площадки автотрансформатор имеет 8 кареток с катками. Каретки крепятся болтами к дну бака; для изменения направления перемещения они могут быть развернуты на 90° . Скорость передвижения автотрансформатора не должна превышать 10 м/мин . При этом перемещение по наклонной плоскости не допускается.

Охлаждающее устройство автотрансформатора (рис. 14) представляет собой автоматически управляемую систему. Она состоит из маслоохладителя — четырех калориферов типа КФБ-011-00, соединенных после-

довательно по ходу масла (по воздуху они соединены последовательно по два); четырех вентиляторов типа ЦАГИ-НЦ № 8, масляного насоса типа ЭЦТ-63-10, термосифонного фильтра, шкафа автоматического управления и трубопроводов с арматурой. На один автотрансформатор поставляется семь комплектов охлаждающих устройств, из которых один является резервным.

Доставка автотрансформатора с завода на объект монтажа производится частями. Активная часть доставляется на железнодорожном двадцатитонном транспорте грузоподъемностью 230 Т в собственном баке без масла. Остальные детали, узлы и части автотрансформатора доставляются в деревянных ящиках на обычных железнодорожных платформах.

Работы по монтажу трансформатора производятся в следующей последовательности:

а) выбор, очистка и планировка места разгрузки, доставка и разгрузка основного и монтажного оборудования, а также инвентаря, приспособлений и инструмента;

б) установка и наладка оборудования для очистки масла, включая прокладку временных маслопроводов (при отсутствии постоянных), подготовку емкостей для сушки и очистки масла, включая их промывку и испытание;

в) прокладка временных кабелей электроснабжения с установкой распределительной сборки и присоединением к ней;

г) очистка и сушка масла в количестве 65 т;

д) проверка комплектности прибывшего трансформатора по монтажным и товаросопроводительным ведомостям.

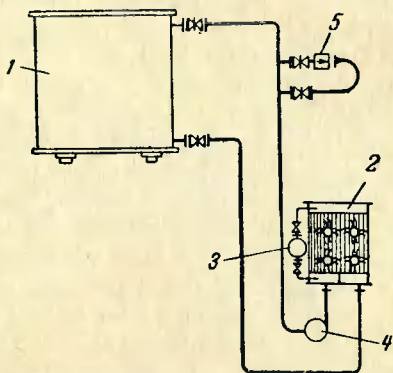


Рис. 14. Охлаждающие устройства автотрансформатора.

1 — бак; 2 — маслоохладитель; 3 — адсорбционный фильтр; 4 — масляный насос; 5 — струйное реле.

Прибывший на железнодорожном транспорте бак с активной частью разгружается на шпальные клетки, выложенные на фундаменте. Площадка для размещения монтажного оборудования, необходимого для разгрузки трансформатора (тракторы, такелажные приспособления), должна быть очищена от посторонних предметов и строительных материалов. В качестве анкера для крепления блока полиспаста используется трактор. На расстоянии 1—1,5 м от рельсовых путей выкладываются две шпальные клетки с просветом в 1 м (для удобства установки кареток). Высота клеток должна быть на 50—100 мм выше платформы транспортера, так как во время разгрузки происходит усадка клеток под нагрузкой.

Транспортер устанавливается против шпальных клеток, промежутков между клетками и транспортером на период разгрузки заполняют шпалами. Во избежание крена транспортера во время разгрузки под его наружные балки подкладываются шпалы. На платформе транспортера размещают четыре гидравлических домкрата грузоподъемностью 50 Т каждый. Домкраты устанавливают под специальные площадки, предназначенные для подъема автотрансформатора, по два с каждой стороны бака. Бак освобождают от креплений. При помощи домкратов поднимают одну сторону автотрансформатора на высоту, необходимую для того, чтобы убрать из-под дна бака транспортировочные опорные брусья и на их место уложить два железнодорожных рельса длиной 4—5 м. Рельсы предварительно смазываются тавотом.

После этого автотрансформатор опускается на рельсы, которые опираются на шпальную клетку и платформу транспортера. Аналогично подводятся рельсы под другую сторону бака. Перемещение автотрансформатора по рельсам с транспортера на шпальные клетки производится при помощи трактора через шестиниточный полиспаст грузоподъемностью 20 Т (рис. 15). Тяговый блок полиспаста стальным стропом диаметром 32 мм закрепляется за специальные ушки для тяги автотрансформатора.

После установки автотрансформатора на шпальные клетки с транспортера убирают рельсы, временная шпальная выкладка разбирается.

Основное оборудование, прибывающее к автотрансформатору, и монтажные механизмы размещают на площадке в соответствии со схемой, приведенной на рис. 16.

Разгруженный на шпальные клетки автотрансформатор необходимо установить на каретки. Для этого с помощью домкратов его приподнимают (поочередно каж-

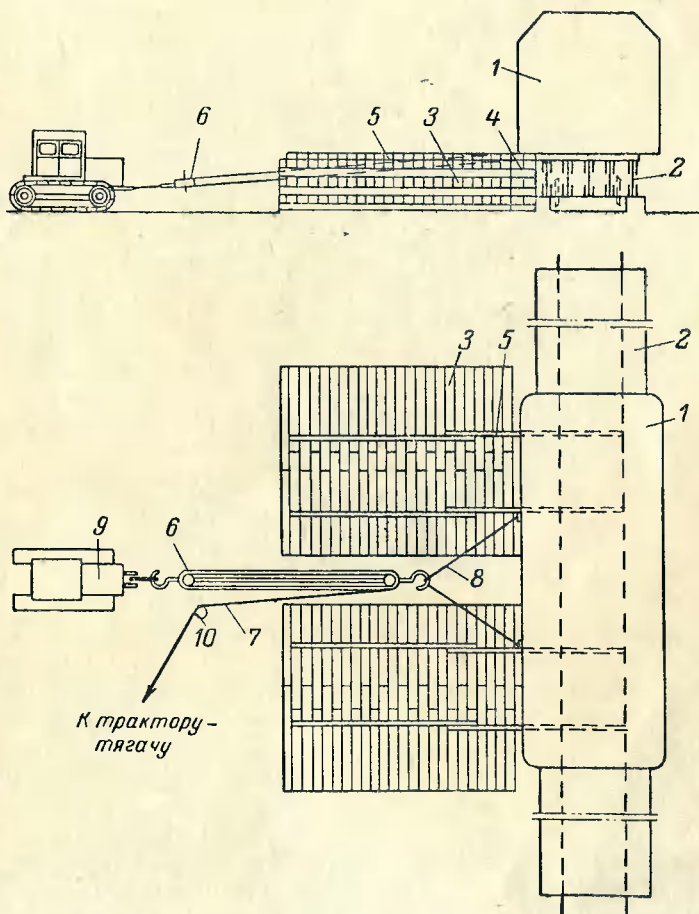


Рис. 15. Разгрузка автотрансформатора на шпальные клетки.
1 — автотрансформатор; 2 — транспортер; 3 — шпальные клетки; 4 — временная шпальная клетка; 5 — рельсы; 6 — блок; 7 — стальной канат; 8 — строп; 9 — анкер (трактор); 10 — отводный блок.

дую из сторон); затем постепенно разбирают шпальные клетки до высоты, при которой можно будет подвести каретки под бак и закрепить их болтами. Далее трансформатор опускается на домкратах и опирается катками

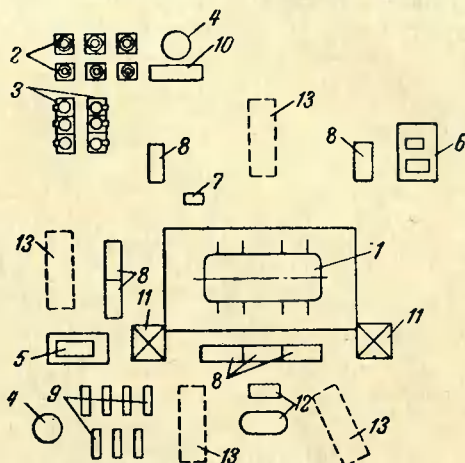


Рис. 16. Схема размещения оборудования при монтаже автотрансформатора.
 1 — автотрансформатор; 2 — вводы ВН и СН; 3 — трансформаторы тока; 4 — бак для масла; 5 — сепаратор; 6 — навес для электросборки; 7 — вакуумный насос; 8 — фундаменты под охладители; 9 — охладители; 10 — расширитель; 11 — портал; 12 — трансформатор собственного расхода; 13 — автокраны.

на рельсы. Перед выполнением этой операции необходимо автотрансформатор отцентровать относительно расположения рельсов. Центровка производится при помощи двух реечных пятитонных домкратов, установленных под подъемные скобы, приваренные к дну и стенкам бака. Схема установки автотрансформатора на каретки указана на рис. 17.

Установленный на каретки автотрансформатор при помощи трактора и полиспаста перекатывают по фундаменту до места его постоянной установки. Подъем на 1—1,5% стороны, на которой расположен расширитель, в соответствии с требованиями ПТЭ создается при помощи подкладок из стальных полос толщиной 35—40 мм под катками кареток. Для предотвращения смещения

автотрансформатора под катки кареток с двух сторон привариваются к рельсам упоры из швеллерной или угловой стали. Заземление бака осуществляется стальной полосой 40×5 мм.

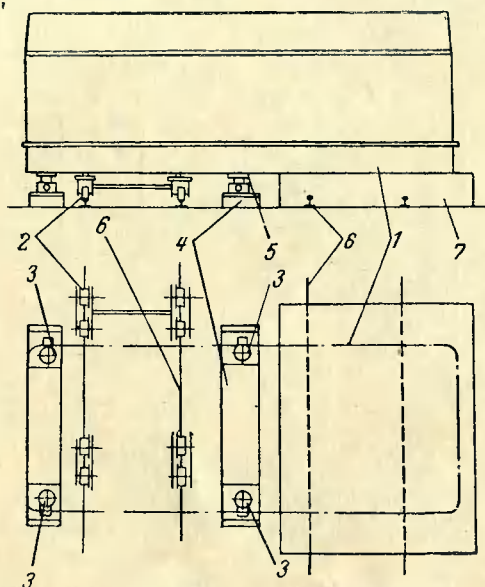


Рис. 17. Установка автотрансформатора на каретки.

1 — автотрансформатор; 2 — каретка; 3 — домкраты; 4 — подкладки; 5 — стальная плита; 6 — рельсы; 7 — шпальная клетка.

Подготовка к монтажу. По нормам трансформаторы, прибывающие на площадку без масла, подлежат проверке на герметичность бака перед началом монтажа и перед заливкой их маслом. Бак автотрансформатора тщательно осматривается, проверяется наличие пломб у краев и у пробки для отбора пробы масла.

В тех случаях, когда температура окружающего воздуха ниже нуля, перед отбором пробы остатков масла и проверкой герметичности автотрансформатор необходимо прогреть. Прогрев производят при помощи намагничивающей обмотки, намотанной по стенкам бака, и электропечей, устанавливаемых под дно бака (рис. 18).

Крышка и стенки бака утепляются асбестовым полотном. Обмотка наматывается изолированным проводом марки АПР-500 сечением 95—120 мм² с общим числом витков 34. Крепится обмотка в пазах асбестоцементных реек, которые крепятся на боковой поверхности бака поверх асбестового полотна с шагом 800—1 000 мм.

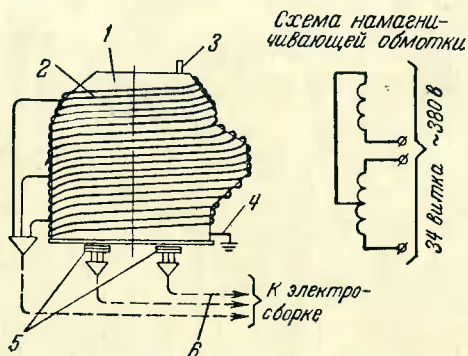


Рис. 18. Схема прогрева автотрансформатора.

1 — автотрансформатор; 2 — намагничивающая обмотка; 3 — термометр; 4 — заземление; 5 — электрические печи; 6 — питающие кабели.

Обмотка выполняется трехфазной с соединением в звезду. Средняя фаза включается встречно по отношению к двум другим фазам. При таком соединении суммарный магнитный поток имеет максимальное значение. Расчет числа витков мощности и тока намагничивающей обмотки производится согласно указаниям [Л. 4]. Электроды, при помощи которых обогревается дно бака, выбираются из расчета 1,9—2,1 кВт/м² площади дна.

Автотрансформатор прогревается в течение 18—20 ч до температуры 20—25° С. После достижения такой температуры отбирается проба остатков масла со дна бака для сокращенного химического анализа и определения тангенса угла диэлектрических потерь масла. Температура масла измеряется ртутным термометром со шкалой 50° С, который опускают в струю масла над ведром при взятии пробы. После отбора пробы остатков масла проверяется герметичность уплотнений бака. Для этого на крышке бака устанавливается манометр, после чего в ба-

ке создается избыточное давление 0,25 ат путем подкачки в бак некоторого количества (4—6 т) сухого трансформаторного масла. Масло подкачивается через нижний кран при помощи центрифуги.

При отворачивании пробки для установки манометра следует обратить внимание на наличие шипения, что является первым признаком герметичности бака. Если после достижения в баке давления 0,25 ат оно спустя 6 ч снизится не более чем до 0,21 ат, бак считается герметичным. Во время проведения испытаний производится прослушивание бака на отсутствие свиста, свидетельствующего о наличии утечек воздуха. Определение мест утечек в случае негерметичности бака обычно производится с помощью мыльного раствора, которым промазывают все места уплотнений (крышки, верхнего и нижнего разъемов, заглушек фланцев и пр.). В местах утечки будут образовываться мыльные пузыри. После проверки герметичности вскрывают заглушку ввода ВН и извлекают из бака воздухоосушитель, установленный на период транспортировки автотрансформатора. Воздухоосушитель — металлический цилиндр, заполненный силикагелем, внутри которого заложен патрон (мешочек) с индикаторным силикагелем. Сухой индикатор имеет голубой цвет, влажный — розовый.

Проверка герметичности бака, испытание пробы остатков масла, определение степени увлажненности индикатора являются элементами предварительной проверки состояния изоляции. Окончательное заключение о состоянии трансформатора возможно только после замеров параметров изоляции обмоток в масле при температурах, близких к указанным в протоколах заводских испытаний.

Ревизия активной части. Для проведения осмотра активной части при температуре окружающего воздуха ниже нуля автотрансформатор должен быть подвергнут длительному прогреву с тем, чтобы к концу осмотра температура, измеренная на верхнем ярме, была не ниже $+10^{\circ}\text{C}$.

Прогрев автотрансформатора производят включением намагничивающей обмотки и электропечей. Замер температуры во время прогрева осуществляется при помощи термометрических сигнализаторов, прибывающих в комплекте с автотрансформатором. Один баллон термосигна-

лизатора устанавливается на верхнем ярме магнитопровода, второй — на дне бака.

На монтаже прогрев перед ревизией обычно ведут до температуры активной части порядка $+35 \div 40^\circ$. Такой прогрев обеспечивает в течение длительного времени температуру активной части не ниже $+15 \div 20^\circ\text{C}$. Это обстоятельство имеет важное значение для монтажников, так как оно разрешает увеличить продолжительность времени пребывания активной части на воздухе вдвое против времени, обусловленного нормами. По достижении вышеуказанной температуры отключают намагничивающую обмотку и электропечи, сливают из бака масло, залитое для проверки герметичности его уплотнений, и приступают к ревизии активной части.

Осмотр активной части автотрансформатора производится одним из двух способов:

а) с подъемом съемной части бака «колокола» при помощи самоходного крана или инвентарного металлического портала, оборудованного подъемным устройством;

б) без подъема «колокола», с осмотром активной части внутри бака, доступ куда осуществляется через смотровые люки; при этом внутри бака устраивается освещение переносными электролампами напряжением 12 в.

Для защиты активной части автотрансформатора от пыли и атмосферных осадков устраиваются временные укрытия в виде тепляка или брезентовой палатки.

Во время осмотра — ревизии активной части проводятся все работы по опрессовке обмоток, проверке креплений активной части и др., а также необходимые измерения, указанные выше, в п. 7, для трансформатора типа ТДНГ-20000/110. После окончания ревизии и проведения всех измерений дно и стенки бака изнутри тщательно протираются; при этом различные осадки удаляются через донную пробку.

Одновременно с проведением работ по ревизии активной части проводят подготовку и монтаж вводов.

Вводы низшего напряжения (НН) приходят в разобранном виде. Их монтаж включает следующие операции: подсоединение токоведущих стержней внутри бака к отводам обмоток при помощи гибких компенсаторов; установку на крышке бака на резиновых прокладках

трех коробок для укрепления в них вводов (по 4 в каждой коробке); продевание токоведущих стержней вводов через отверстия в коробках; установку резиновых прокладок на отверстия выводных коробок; надевание фарфоровых втулок на токоведущие стержни; установку верхних уплотнений фарфоровых втулок, сальников и гаек, включая их затяжку с присоединением аппаратных зажимов. Эскиз собранного ввода НН показан на рис. 19.

Сборка и монтаж вводов высшего и среднего напряжения (ВН и СН) производятся при помощи автокрана и требуют ряда подготовительных работ. Вводы устанавливаются на металлических подставках в вертикальном положении; из каждого ввода через пробку в нижней части верхней фарфоровой рубашки отбирают пробу масла при температуре его не ниже $+5^{\circ}\text{C}$. После этого производится доливка сухим маслом, а затем электрические испытания—определение тангенса угла диэлектрических потерь при температуре ввода не ниже $+10^{\circ}\text{C}$. В случае отрицательной температуры окружающего воздуха вводы утепляют асбестовым полотном и с помощью тепловоздуховок прогревают до температуры $+10 \div 15^{\circ}\text{C}$.

Трансформаторы тока, прибывающие в металлических кожухах, подготавливаются для монтажа. Из кожуха отбирается проба масла при температуре не ниже $+5^{\circ}\text{C}$, после чего проверяют герметичность уплотнений кожуха давлением столба масла. При наличии подтеков масла во фланцах их устраняют затяжкой гаек соедини-

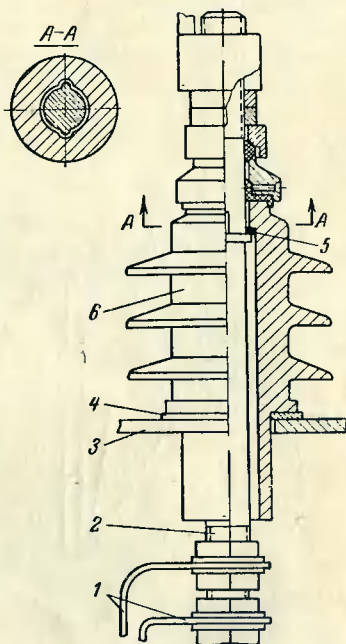


Рис. 19. Ввод НН в сборе.

1 — токопровод; 2 — медный штырь; 3 — фланец; 4 и 5 — прокладки; 6 — фарфоровая рубашка.

тельных болтов или путем замены резиновых прокладок. По окончании проверки уплотнений сливают масло, вскрывают заглушки и проводят электрические испытания трансформаторов тока, включая определение сопротивления и электрической прочности изоляции, проверку коэффициента трансформации, полярность обмоток и снятие вольт-амперных характеристик. Электрические испытания проводят при температуре трансформаторов тока не ниже $+10^{\circ}\text{C}$. При необходимости кожух с трансформаторов тока прогревают при помощи тепловоздуховок.

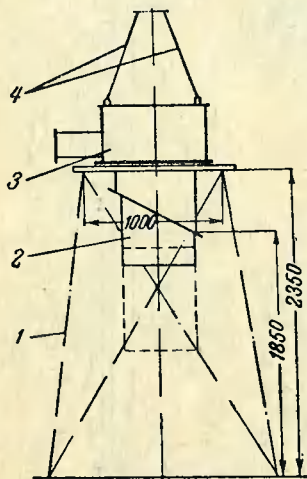


Рис. 20. Установка изоляционного цилиндра на трансформатор тока.

1 — подставка; 2 — цилиндр;
3 — кожух; 4 — стропы.

Проверенный кожух с испытанными трансформаторами тока устанавливается на металлическую подставку. На нижнем фланце кожуха закрепляют изоляционный прессбаковый цилиндр (рис. 20). Эти цилиндры, поступающие в металлических емкостях цилиндрической формы, заполненных сухим трансформаторным маслом, перед установкой подсушивают при помощи тепловоздуховок при температуре $100\text{--}105^{\circ}\text{C}$ в течение 24 ч.

Кожух с изоляционным цилиндром устанавливается и закрепляется болтами на крышке автотрансформатора. После этого подготовленные вводы ВН и СН устанавливаются на кожух трансформаторов тока (рис. 21). Одновременно с установкой вводов протягивают через полую часть изолятора кабель отвода от обмотки и присоединяют его при помощи наконечника к головке ввода.

Монтаж вводов 35 кв. Концы каждой обмотки ВН выведены через вводы 35 кв на крышку бака, где они, соединяясь общей шиной, образуют звезду, нулевая точка которой заземляется через разъединитель. Вывод концов обмотки ВН предусмотрен для возможности присоединения к автотрансформатору вольтдобавоч-

ного агрегата для регулировки напряжения под нагрузкой.

Монтаж вводов производится в такой последовательности. Производятся лабораторные испытания трансфор-

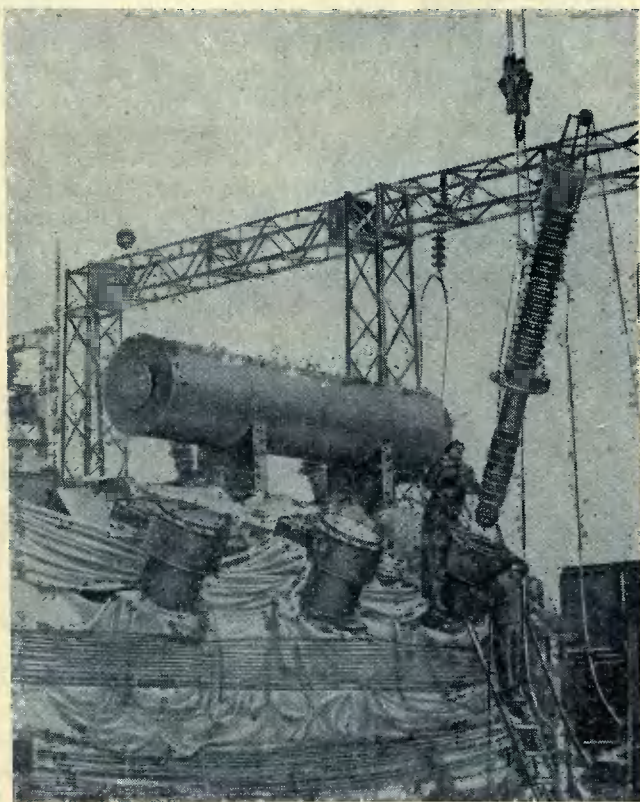


Рис. 21. Установка трансформатора тока и вводов ВН на крышке автотрансформатора.

маторов тока, заложенных в металлический кожух, общий для трех фаз; из кожуха сливают масло и снимают заглушки. После проверки трансформаторов тока на отвод обмотки одевают бакелитовый цилиндр и закрепляют его киперной лентой на медном штыре, которым оконцован отвод. На верхней крышке кожуха устанавливают

фарфоровый изолятор 35 кв, одновременно отвод пропускают через трансформатор тока и изолятор, затем штырь закрепляют на головке изолятора при помощи специального колпака с резьбой и гайкой. Между изоляторами, колпаком и гайкой во избежание течи масла устанавливаются резиновые прокладки. По окончании монтажа вводов ВН и СН производят установку на крышке бака двух манометрических сигнализаторов для замера температуры верхних и нижних слоев масла, а также присоединение воздухоосушителя.

Затем в нижней части бака снимаются со всех штуцеров заглушки и устанавливаются патрубки и задвижки, предварительно отрезанные и испытанные. Одну задвижку устанавливают в верхней части бака для подсоединения маслопровода. Собирают схему для заливки бака маслом, включая установку центрифуги и электрического маслоподогревателя, а также прокладку и присоединение маслопроводов.

Бак подготавливается для создания в нем вакуума порядка 700 мм рт. ст. С целью выравнивания внутренних давлений вводов ВН и СН и бака автотрансформатора расширители вводов соединяют трубопроводами или шлангами с кожухами трансформаторов тока по схеме заливки (рис. 22). Это необходимо во избежание повреждения фарфоровых покрышек вводов.

Далее работа производится следующим образом. Все люки и задвижки закрывают заглушками, к крышке бака присоединяют трубопровод от вакуумного насоса. Включением вакуумного насоса внутри бака создается вакуум 700—720 мм рт. ст. (равномерными ступенями по 100 мм рт. ст. через каждые 15 мин). Поддерживая указанный вакуум, производят проверку мест уплотнений прослушиванием. При необходимости производится подтяжка болтов или замена уплотняющих прокладок в местах подсосов. Уплотнения бака считаются удовлетворительными, если за один час вакуум снизится не более чем на 30 мм рт. ст. При вакууме в 700—720 мм рт. ст. автотрансформатор выдерживают в течение 2 ч, после чего производят заливку бака сухим маслом с пробивным напряжением не менее 50 кв.

Заливку производят через верхний кран на крышке бака при помощи центрифуги производительностью

5 000 л/ч через электрический маслоподогреватель при температуре масла 30—35°С. Продолжительность заливки должна составлять не менее 8 ч. По окончании заливки автотрансформатор снова выдерживают под вакуумом в течении 2 ч. Заливка маслом бака автотрансформатора заканчивается не ранее покрытия маслом верхнего ярма магнитопровода или какой-либо детали, расположенной выше ярма, например пере-

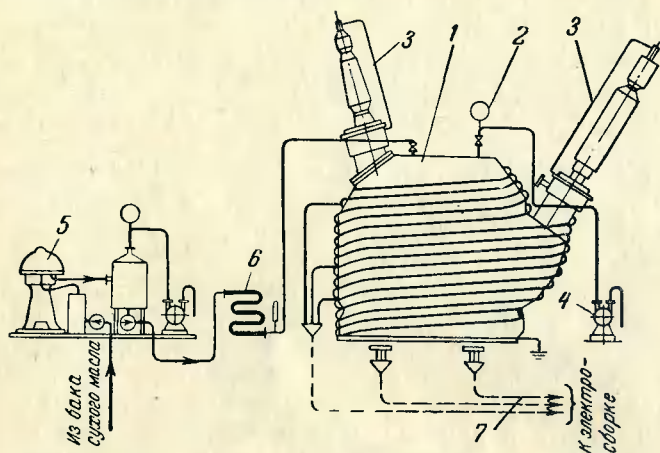


Рис. 22. Схема заливки маслом автотрансформатора.

1 — автотрансформатор; 2 — вакуумметр; 3 — трубопровод; 4 — вакуум-насос; 5 — сепаратор; 6 — маслоподогреватель.

ключателя. Контроль за уровнем масла внутри бака осуществляется при помощи временного маслоуказателя. Такой маслоуказатель состоит из трубы диаметром 1—1¼", которая устанавливается между крышкой и нижним разъемом бака. Для наблюдения за уровнем масла в верхней части трубы на высоте верхнего ярма магнитопровода врезается вставка из прозрачного органического стекла.

По истечении 12 ч после заливки автотрансформатора маслом производятся измерения характеристик изоляции обмоток $R_{60'}$, с определением отношения $\frac{R_{60'}}{R_{15'}}$ и

тангенса угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$, а также отбирается проба масла для определения пробивного

напряжения при температуре верхних слоев масла $+25^{\circ}\text{C}$.

Включение автотрансформатора без сушки по нормам допускается при соблюдении следующих условий:

- а) автотрансформатор герметичен;
- б) в масле, взятом со дна бака, нет следов воды, пробивное напряжение остатков масла не менее 40 кВ, $\text{tg } \delta$ масла не превышает 0,6% при температуре $+20^{\circ}\text{C}$;
- в) индикаторный силикагель имеет голубой цвет;
- г) величина отношения $\Delta C/C$, измеренная в конце ревизии, не превышает 12% при температуре $+20^{\circ}\text{C}$. Разность между значениями $\Delta C/C$ в конце и в начале ревизии не превышает 4% (также при температуре $+20^{\circ}\text{C}$);

д) величина R_{60} и $\text{tg } \delta$ обмоток, измеренные после заливки масла, не отличаются от заводских данных, приведенных к температуре измерения на монтаже, более чем на 30% в сторону ухудшения.

Если характеристики изоляции не удовлетворяют требованиям пункта «д» и при этом нет оснований предполагать значительного увлажнения изоляции, производят контрольный прогрев автотрансформатора до высшей из температур, указанной в заводском протоколе испытаний. Прогрев производится включением намагничивающей обмотки и электропечей. При достижении требуемой температуры автотрансформатор выдерживается в течение 24 ч, после чего измеряют: сопротивление изоляции, емкость и тангенс угла диэлектрических потерь обмоток.

Сравнивая полученные данные с результатами заводских измерений при тех же температурах можно сделать заключение о возможности включения автотрансформатора без сушки. При несоответствии результатов, прогрев может быть продлен еще на 24 ч. Если за это время характеристики изоляции снова не достигнут требуемых значений, то автотрансформатор подлежит сушке (в собственном баке без масла).

При нагреве автотрансформатора температура изоляции принимается равной средней температуре обмотки ВН, определяемой по сопротивлению обмотки постоянному току. Измерение указанного сопротивления производится через 30 мин после отключения намагничивающей обмотки.

Окончательная монтажная сборка. После определения характеристик изоляции автотрансформатор идет в окончательную сборку, или же, при неудовлетворительных значениях замеров его готовят к сушке. Окончательная сборка включает следующие работы: снятие обмотки, теплоизоляции, уборку электропечей, промывку горячим маслом с проверкой течи в сварных швах расширителя, установку на расширителе маслоуказателя и реле уровня масла. На бак автотрансформатора устанавливают расширитель, соединительный трубопровод и газовое реле, предварительно проверенное в лаборатории. Монтируется предохранительная труба с соединением ее патрубка с расширителем. Производится установка постоянной металлической лестницы и площадки для обслуживания автотрансформатора, монтируются магистральная и клеммная коробки на баке.

Монтаж устройств системы охлаждения. Подготовительные работы по этим устройствам включают ревизию и испытание охладителей и задвижек, изготовление трубопроводных фитингов: патрубков, углов, фланцев (заводы поставляют заготовку этих деталей под сварку). Монтажные работы содержат установку охладителей на фундаменте с присоединением электромаслонасосов и обвязкой трубопроводами.

Перед монтажом охладители очищаются от грязи и пыли продувкой сжатым воздухом. После этого их промывают горячим сухим трансформаторным маслом, а затем испытывают давлением масла в 3 ат в течение 30 мин.

Задвижки полностью разбираются, промываются горячим маслом, замеченные дефекты устраняются. После сборки задвижки также испытываются давлением масла в 3 ат. Схемы промывки и испытаний охладителей и задвижек приведены на рис. 23 и 24.

Электромаслонасосы идут комплектно к охладителям. В последнее время заводы поставляют насосы типа ЭЦТ-63-10. По конструкции эти насосы очень компактны, так как в одном корпусе смонтированы насос и электродвигатель. Насос поступает заполненный маслом. На фланцах для присоединения маслопроводов установлены заглушки. Монтаж этих насосов сводится к сливу из них масла, снятию заглушек, присоединению насоса к охладителю и обвязке его трубопроводами. При опробовании

насоса для определения правильности его вращения на штуцере выхода масла устанавливается манометр. Если манометр после включения насоса указывает давление

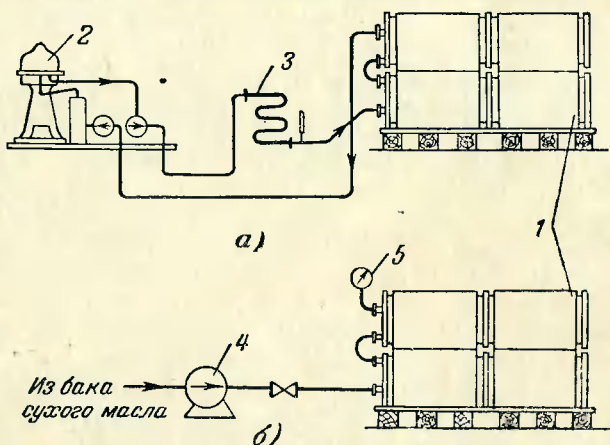


Рис. 23. Схема промывки и испытания охладителей.

а — промывка, *б* — испытание.

1 — охладитель; 2 — сепаратор; 3 — маслоподогреватель; 4 — маслонасос; 5 — манометр.

1—1,5 ат, это свидетельствует о правильном включении

Монтаж охладителей производится при помощи автокрана в такой последовательности: установка (с крепле-

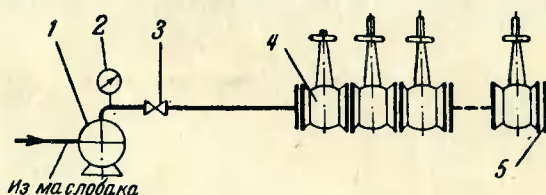


Рис. 24. Схема промывки и испытания задвижек.

1 — маслонасос; 2 — манометр; 3 — кран; 4 — задвижка; 5 — заглушка.

нием к анкерным болтам фундамента) опорных металлоконструкций для монтажа охладителей, подъем и навешивание самих охладителей, установка маслонасосов, заправка силикагелем термосифонных фильтров с последующей навеской их на охладители, опрессование

охладителей, установка шкафов управления системой охлаждения; прокладка и присоединение силовых и контрольных кабелей; установка вентиляторов, предварительно отревисованных, прокладка трубопроводов от охладителей к баку автотрансформатора с установкой струйных реле, предварительно проверенных в лаборатории; очистка и промывка маслом системы охлаждения. Схема промывки и опрессовки системы приведена на рис. 25.

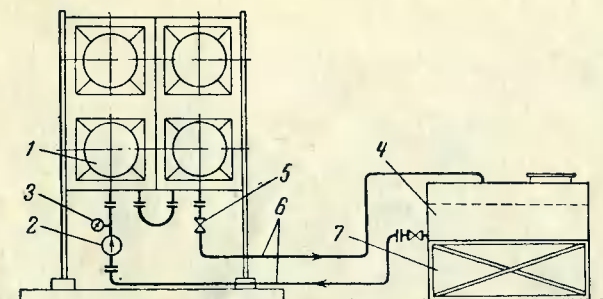


Рис. 25. Промывка и опрессовка системы охлаждения на фундаменте.

1 — охладитель; 2 — маслонасос; 3 — манометр; 4 — бак с маслом; 5 — кран; 6 — временный маслопровод; 7 — подставка.

По окончании этих операций автотрансформатор доливают маслом. Доливка осуществляется в несколько приемов по мере подключения охладителей. Температура доливаемого масла не должна отличаться от температуры масла в трансформаторе более чем на 5°C . Доливка производится при помощи центрифуги (без вакуума) через расширитель, который заполняется выше нормального уровня для данной температуры. Охладители заполняются через нижние задвижки при закрытых верхних, при этом для выхода воздуха открываются дыхательные пробки в верхней их части. Во время заполнения охладителей тщательно проверяют состояние уплотнений и отсутствие течи масла. Затем производят опробование системы охлаждения в работе, включение и опробование насосов, вентиляторов, струйных реле. Просматривают места уплотнений и при наличии подтеков масла устраняют их.

Испытание автотрансформатора на герметичность после окончательной сборки не производится, так как по конструкции автотрансформатора уровень масла в его расширителе находится выше уровня крышки на 1,5 м. Автотрансформатор ТДЦТГА-240000/220 в сборке изображен на рис. 26.

Наладочная бригада проводит измерения сопротивления изоляции обмоток $R_{60''}$, определяет значение тан-

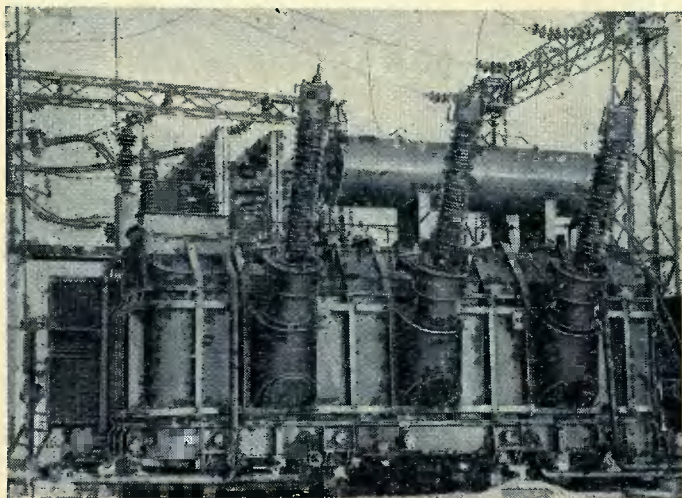


Рис. 26. Автотрансформатор ТДЦТГА-240000/220 в сборе.

генса угла диэлектрических потерь обмоток, сопротивление их постоянному току, производит определение коэффициента трансформации, группы соединения и тока холостого хода автотрансформатора. Отбирается проба масла из нижнего крана. Проверяется действие всех установленных защит автотрансформатора, а также действие механизмов блокировки включения и отключения выключателей. Все остальные заключительные работы по автотрансформатору аналогичны с изложенными выше для трансформатора типа ТДНГ-20000/110.

Перечень монтажного оснащения

Наименование	Единица измерения	Количество для монтажа	
		генераторов (электрическая часть)	силовых трансформаторов
1. Механизмы			
Кран мостовой 50 — 100 Т	шт.	1	1
Кран самоходный 5 — 7 Т	"	1	1
Трактор С-80 или С-100	"	1	2—3
Электролебедки 5 Т	"	1	1
Станок для резки шин приводной	"	1	—
Станок сверлильный, до Ø 35 мм	"	1	—
Электродрели И-38Т	"	2	—
2. Монтажное оборудование			
Аппарат сварочный СТН-500	"	1	—
Агрегат сварочный ПС-500	"	1	—
Аппарат для испытания масла АМИ-60 или АМИ-70	"	—	1
Блоки однороликовые 0,5 — 3 Т	"	3	1
Блоки трехроликовые 5 и 15 Т	"	—	по 2
Вакуум-насос ВН-4	"	—	1
Домкраты реечные 3 — 5 Т	"	4	2
Домкраты гидравлические 50 Т	"	—	4
Клещи токоизмерительные на 500 — 600 а	"	—	1
Маслонасос производительностью 1 500 — 3 000 л/ч	"	—	1
То же производительностью 15 000 — 18 000 л/ч	"	—	1
Опрессовочные агрегаты РГП-7 или МГП-12	"	2	—
Пистолеты строительно монтажные СМП-1	"	2	—
Полуавтоматы ПШП-10 для аргонодуговой сварки	"	1	—
Сепараторы (центрифуги) для масла 1 500 л/ч	"	—	1
То же с вакуум-насосом производительностью 3 000 л/ч	"	—	1
Тали ручные 0,5 — 3 Т	"	4	—
Трубогибы и шиногибы приводные	"	2	—
Тепловоздуховки мощностью 20 — 25 квт	"	2	2
Трансформаторы 380/220 в, 320-кВА	"	—	1
Электропечи трехфазные мощностью 2 — 5 квт	"	—	6—8

Продолжение приложения

Наименование	Единица измерения	Количество для монтажа	
		генераторов (электрическая часть)	силовых трансформаторов
3. Приспособления			
Катки металлические из труб Ø 150—180 мм, длиной 1,5—2 м	шт.	5	25
Кондукторы и шаблоны для гнутья и сварки шин	компл.	1	—
Леса металлические инвентарные	"	—	1
Стропы из троса Ø 11—18 мм	шт.	6	—
То же из троса Ø 13—32 мм	"	—	12
Стулья металлические для вводов 110 кВ	"	—	3
То же 220 кВ	"	—	3
Трос стальной Ø 11—18 мм	м	300	—
То же Ø 19—21 мм	"	—	300
Трубы стальные Ø 1,5" — 2"	"	—	300—250
Шланги маслястойкие гофрированные Ø 1,5" — 2"	"	—	40
То же Ø 3/4" — 1"	"	—	20
4. Специальные материалы			
Асбестовая ткань АТ-6 толщиной 3—4 мм	м²	50	150
Веревка хлопчатобумажная толщиной 16—20 мм	м	—	20
Доски обрезные толщиной 25—40 мм	м³	—	0,5
Краска для шин: желтая ПФ-62, зеленая ПФ-63, красная ПФ-67	кг	по 5	—
Лак ПХВ № 1 и № 2 для кабельных заделок	кг	10	—
Проволока присадочная, алюминиевая марки АД-1, Ø 1,6—1,8 мм	кг	60	—
Прутки присадочные алюминиевые 10×10 мм или Ø 10 мм	кг	30	—
Рельсы железнодорожные типа Р-43 или Р-50	м	—	12
Чистый аргон по ТУ 4315-54	баллон	8—10	—
Электроды угольные марок А и Б Ø 18—20 мм, длина 250 мм	шт.	40—50	—
Шпалы железнодорожные непропитанные	"	—	70—80
Эпоксидный компаунд (с отвердителем)	кг	10	—

Продолжение приложения

Наименование	Единица измерения	Количество для монтажа	
		генераторов (электрическая часть)	силовых трансформаторов
5. Инвентарь			
Ручные переносные электролампы (светильники) на 12 в со шланговым проводом	шт.	2	2
Банки стеклянные с притертой пробкой емкостью 1 л	—	—	6
Брезент (40 м ²) или палатка	компл.	2	1
Козлы металлические	шт.	4	—
Понижающие трансформаторы переносные 220/12 в 250—300 вт	—	1	1
6. Электромонтерский инструмент			
Набор монтажного инструмента	компл.	1	1
7. Монтажные материалы			
Установочные и вспомогательные материалы (горючее, смазка и др.)	—	1	1

ЛИТЕРАТУРА

1. Госстрой СССР, Инструкция по определению возможности включения вращающихся электрических машин переменного тока без сушки, СН-241-63, Госстройиздат, 1963.

2. Госстрой СССР, Инструкция по контролю состояния изоляции трансформаторов перед вводом в эксплуатацию, СН-171-61, Госстройиздат, 1961.

3. Союзглавэнерго, Инструкция по эксплуатации и ремонту турбогенераторов на электростанциях, Госэнергоиздат, 1961.

4. Союзглавэнерго СССР, Инструкция по сушке силовых трансформаторов, Госэнергоиздат, 1961.

5. Союзглавэнерго СССР, Инструкция по эксплуатации трансформаторов, Госэнергоиздат, 1961.

6. Московский Электрозавод, Инструкция по монтажу и введению в эксплуатацию силовых масляных трансформаторов, П5-322, ЦБТИ, 1963.

7. Р и в л и н А. Б., Монтаж крупных электрических машин, Госэнергоиздат, 1955.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
I. Монтаж генераторов	5
1. Генераторы и их технические данные	5
2. Монтаж выводов генератора и «нулевого» устройства	7
3. Монтаж измерительных трансформаторов	13
4. Монтаж цепей возбуждения	16
5. Сушка обмоток генератора	20
II. Монтаж силовых трансформаторов	24
6. Трансформаторы и их технические данные	24
7. Монтаж трансформатора типа ТДНГ-20000/110	25
8. Монтаж автотрансформатора типа ТДЦТГА-240000/220	39
Приложение. Перечень монтажного оснащения	59
Литература	62

БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОМОНТЕРА

ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

- Ключев В. И., Выбор электродвигателей для производственных механизмов (Вып. 127)
Клюев С. А., Как рассчитать электрическое освещение производственного помещения (Вып. 128)
Живов М. С., Как организовать электромонтажные работы (Вып. 129)
Богданова З. Н. и Доманский Ю. И., Ручные оправки для забивки дюбелей при монтаже электропроводок и электроизделий (Вып. 130)
Анастасиев П. И., Фролов Ю. А., Сооружение и монтаж линий 3—10 кв (Вып. 131)
Каetanович М. М., Якобсон И. А., Соединение проводов воздушных линий электропередачи (Вып. 132)
Бойченко В. И., Быков Б. Ф., Соединение алюминиевых проводовников и присоединение их к выводам электрооборудования (Вып. 133)
Карвовский Г. А., Влияние среды на электрооборудование (Вып. 134)
Бариев Н. В., Электропривод одноковшовых экскаваторов типа ЭКГ-4 и ЭКГ-4,6 (Вып. 135)
Гуревич Г. И., Как паять (Вып. 136)
Чернев К. К., Обслуживание трансформаторов (Вып. 137)
Аберсон М. Л., Источники оперативного тока на подстанциях (Вып. 138)

ГОТОВЯТСЯ К ИЗДАНИЮ

- Ашкенази Т. И., Удольский А. К., Электрооборудование клубов
Айзенберг Ю. Б., Что нужно знать о светильниках
Алякритский И. П., Мандрыкин С. А., Сушка электрических машин в производственных условиях
Беляева Е. Н., Как рассчитать ток короткого замыкания
Рубо Л. Г., Маршак Е. Л., Монтаж обмоток электрических машин высокого напряжения
Урин В. Д., Наладка магнитных усилителей
Фугенфиров М. И., Пускорегулирующая аппаратура для люминесцентных ламп
Юриков П. А., Средства защиты изоляции от атмосферных перенапряжений

Издательство заказов на книги не принимает и книг не высылает. Книги, выходящие массовым тиражом, высылают наложенным платежом без задатка отделения «Книга-почтой».

Отделения «Книга — почтой» имеются во всех республиканских, краевых и областных центрах СССР. Заказ следует адресовать так: название республиканского, краевого или областного центра, книготорга, отделению «Книга — почтой».

Цена 12 коп.