

## **2. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ОБОРУДОВАНИЯ ЗАКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПРЯЖЕНИЕМ 6—220 КВ**

### **2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) обычно сооружаются на напряжения 6 – 20 кВ. При ограниченности площади под застройку (в городах, на территории действующих предприятий и т. п.), необходимости защиты от воздействия агрессивных сред (выбросы химических предприятий, морские уносы и т. д.), а также в районах Крайнего Севера РУ 110 – 220 кВ сооружаются в закрытых зданиях.

На электростанциях ЗРУ подразделяются на ЗРУ генераторного напряжения (или ГРУ), ЗРУ собственных нужд напряжением 6 и 0,4 кВ. На понизительных подстанциях ЗРУ 6 – 10 кВ используются для питания потребителей по кабельным или воздушным ЛЭП, синхронных компенсаторов подстанции и собственных нужд подстанции.

В ЗРУ 6 – 10 кВ электрических станций и подстанций устанавливаются шкафы КРУ, сборные камеры типа КСО, а также УТВ. Шкафы КРУ производят заводы Минэлектротехпрома России и Минтопэнерго России, камеры КСО — заводы Минэлектротехпрома России, а установки УТВ — опытный завод блочных электроконструкций треста «Электроуралмонтаж» Минтопэнерго России.

В ЗРУ 110 – 220 кВ используется оборудование наружной установки, а также комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ), выпуск которых освоен заводами Минэлектротехпрома России.

До начала монтажа помещение ЗРУ должно быть принято под монтаж от строительной организации по акту представителями электромонтажной организации при участии представителей эксплуатации. Строительные работы, включая отделочные, гидроизоляционные и подготовительные (установка закладных частей для крепления шкафов КРУ, подготовка кабельных трасс, прокладка проводников заземления, заготовки под проводку цепей освещения), к этому времени должны быть полностью закончены.

При приемке проверяются размеры помещений и камер, основные размеры фундаментов, расположение фундаментных болтов, а также наличие и расположение закладных частей и отверстий для установки оборудования. Монтажные проемы для подачи тяжелого оборудования, а также крупных монтажных блоков и узлов выполняют в стенах или перекрытиях здания в соответствии с проектом. Закладные основания делают строго горизонтальными. Допуски и отклонения от проектных размеров должны

удовлетворять требованиям СНиП.

## **2.2. МОНТАЖ ЗРУ 6 – 10 КВ ИЗ КОМПЛЕКТНЫХ УСТРОЙСТВ ЗАВОДСКОГО ИЗГОТОВЛЕНИЯ**

Монтаж шкафов КРУ производится в соответствии с проектом, рекомендациями заводов-изготовителей и ППЭР, разработанными монтажной организацией [2,4,5].

Монтаж шкафов КРУ начинают с транспортировки их к местам установки согласно схеме заполнения РУ. Установку шкафов КРУ целесообразнее начинать с одного из крайних по схеме заполнения шкафов. После монтажа шкафа из него выкатывают выдвижные элементы и проверяют правильность его установки. Шкаф не должен иметь качаний или перекоса. При необходимости для их устранения можно применять стальные прокладки толщиной до 2 мм. При помощи уровня и отвеса проверяют горизонтальность нижней рамы шкафа и отсутствие наклонов по глубине и фасаду.

При соблюдении этих условий к установленному шкафу пристыковывают следующий и т.д. После установки шкафов их скрепляют между собой болтами, начиная с первого крайнего и т. д. Сначала затягивают нижние, а затем верхние болты и болты отсеков СШ.

После установки шкафов монтируют сборные шины, к которым присоединяют отпайки сваркой или болтовым присоединением. Монтаж сборных шин целесообразнее начинать с середины секции РУ. По окончании монтажа СШ и отпайк проверяют правильность установки шкафов секции РУ. Для этого в шкафы вкатывают подвижные элементы, разъединяющие контакты которых смазывают смазкой ЦИАТИМ-203 или вазелином, и устанавливают сначала в крайнее нижнее положение, а затем – в верхнее. По следу, оставленному неподвижным контактом, проверяют соосность подвижного и неподвижного контактов и достаточность их контактного соединения. Одновременно проверяют работу блокировочных устройств. При положительных результатах шкафы КРУ приваривают к опорным швеллерам.

После этого всю аппаратуру секции РУ протирают (или продувают сжатым воздухом) от пыли и передают под наладочные испытания.

Основное отличие камер КСО (камера сборная одностороннего обслуживания) от КРУ в открытом их исполнении: СШ проложены открыто сверху камеры. В камерах КСО-266, КСО-366 и других аппаратуру устанавливают только стационарно. В настоящее время разработаны и

серийно выпускаются камеры серии КВВО-2 с выдвижными элементами, на которых установлены аппараты главных цепей.

В комплект поставки камер КСО входят шинные мосты для соединения СШ полусекций РУ, а также приспособления для подъема камер при разгрузке и монтаже.

Камеры КСО применяются в основном для временного электроснабжения строительных площадок, а также для установки на подстанциях с простыми схемами главных соединений и малыми токами КЗ (до 20 кА).

Монтаж начинают с установки одной из крайних камер. По отвесу и уровню выверяют положение камеры, подкладывая при необходимости прокладки из листовой стали, а затем приваривают к закладной раме электросваркой. Таким образом, устанавливают вторую и последующие камеры. Между собой камеры скрепляют болтами. В первую очередь затягивают нижние болты; а затем – верхние. При двухрядном расположении ряды камер КСО соединяют шинными мостами.

Основным достоинством УТБ является их полная заводская готовность, включающая регулировку и наладку оборудования. На строительной площадке монтажные работы сводятся к установке УТБ на фундаменты и присоединению внешних связей. Применение УТБ исключает необходимость строительства зданий для распределительных устройств.

УТБ поступают на строительную площадку полностью готовыми. Разгрузка и установка на фундаменты производится краном с помощью траверсы. Строповка осуществляется за четыре цапфы, имеющиеся на УТБ.

Разгрузку УТБ и установку на фундамент можно производить также с помощью лебедок или двух тракторов-тягачей, с общим тяговым усилием не менее 40 кН в следующем порядке:

трайлер или сани с блоками подводят к месту монтажа и устанавливают параллельно фундаменту на расстояние 4 м от него;

между трайлером (санями) и фундаментом выкладывают шпальные клетки, на которые укладывают разгрузочные балки из двутавра № 30. При этом верхние плоскости балок должны совпадать с плоскостями ростверков фундаментов и являться их продолжением;

разгрузочные балки скрепляют с ростверками соединительными пластинами и болтами. К основанию блока приваривают ограничительные пластины;

блок освобождают от креплений к трайлеру (саням), за проушины на торцах основания закрепляют тяговые концы лебедок или тракторов. Плоскости разгрузочных балок и ростверков смазывают тавотом;

приводят в действие тяговые устройства и блок сдвигают на фундамент.

После установки все такелажные приспособления убирают, с блока снимают временную обшивку и его основание приваривают к ростверкам фундамента.

### **2.3. МОНТАЖ ЗРУ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ 10—20 КВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

Все необходимые для монтажа ГРУ 10—20 кВ металлоконструкции, а также шкафы с шинными разъединителями и ошиновкой выпускаются заводами или производственными базами монтажных организаций и поставляются на площадку укрупненными блоками.

Тяжелое оборудование (масляные или воздушные выключатели, реакторы, проходные изоляторы для ввода ошиновки в здание ГРУ) доставляется и монтируется отдельно.

Монтаж оборудования в ГРУ производят в соответствии с проектной документацией, ППЭР и технологическими картами.

**Монтаж опорных, проходных изоляторов и герметичных линейных вводов.** Опорные изоляторы устанавливают на металлических конструкциях или непосредственно на стенах и перекрытиях. Опорные металлоконструкции выполняют в виде кронштейнов из угловой стали 50х50 мм или в виде скобы из полосовой или угловой стали с двумя лапами для крепления к стене, перегородке или перекрытию.

Перед установкой каждый изолятор осматривают. На нем не должно быть сколов, трещин и других механических повреждений. Колпачок и фланец изолятора должны быть прочно армированы, а слой цементирующего состава должен быть равномерным по всей окружности и покрыт влагостойкой краской. Фарфоровые корпуса изоляторов очищают от грязи и пыли.

При установке опорных изоляторов нужно соблюдать ряд требований, обусловленных их взаимным расположением. При монтаже опорных изоляторов для СШ или шинных мостов сначала устанавливают крайние изоляторы, а затем по шнуру – промежуточные. При необходимости подкладывают под фланцы изоляторов выравнивающие пластины из листовой стали. После выверки затягивают до отказа гайками крепежные болты или шпильки. Правильность установки опорных изоляторов проверяют рейкой и уровнем.

Проходные изоляторы устанавливают на металлических плитах из листовой стали с рамой из угловой стали или на железобетонных плитах.

При номинальном токе проходных изоляторов 1000 А и более поперечные связи угольников рамы и стальные листы разрезают и соединяют планками из немагнитных материалов (алюминий, медь) для уменьшения магнитного

потока, возникающего в замкнутом магнитном контуре. Стержни арматуры, расположенные в проемах железобетонных плит, разрезают.

Перед установкой проходные изоляторы осматривают и обрабатывают так же, как и опорные. Дополнительно проверяют исправность резьбы токоведущих стержней, наличие шайб, гаек и контргаек, а также соответствие сечения стержней номинальному току изолятора.

При монтаже проходных изоляторов сначала устанавливают проходную плиту, выверяя ее по осям симметрии, и крепят ее к арматуре или конструкции сваркой или цементным раствором. При номинальных токах 2000 А и более проходные изоляторы выпускают без токоведущих стержней. Предназначаются они для пропуска и закрепления в них токоведущих шин. Изоляторы закрывают с обеих сторон чугунными колпачками со стальным планками, имеющими прямоугольные вырезы, число и размеры которых зависят от количества и размеров пропускаемых шин. На выводе шин из изоляторов между ними устанавливают распорки такой же толщины, как и длина.

**Монтаж сборных и ответвительных шин.** Шины выполняются из плоских и профильных медных или алюминиевых шин. При монтаже ошиновки ГРУ 10—20 кВ шинные блоки заготавливают в МЗМ и доставляют на монтажную площадку промаркированными и упакованными.

Работы по заготовке шинных блоков и монтажу шин состоят из следующих основных операций:

шины сортируют и отбирают по сечениям и длинам. Каждая отобранная группа шин маркируется, где указывается, для какого участка ГРУ она предназначена;

правку шин, поставляемых в пакетах, производят только тогда, когда шины имеют кривизну более 2 мм на 1 м длины. Правку осуществляют на вальцеправильном станке или с помощью червячных прессов, а при небольшом объеме работ – вручную;

резку шин из полосовой меди выполняют дисковыми пилами, прессножницами или ножовками с электроприводом, резку профильных шин – дисковыми пилами или с помощью установок плазменной резки;

изгибание шин производят по шаблонам, изготовленным по чертежам или обмеру на месте монтажа. Шины изгибают с помощью шино-гибов на «плоскость» и на «ребро», а также «штопором» или «уткой». Изгиб профильных коробчатых шин делают после вырезки косынок в полках на угол  $\alpha$ , равный углу необходимого изгиба, или разрезанием шины под углом к оси с последующей сваркой. При последнем способе изгиба угол, под

которым разрезается шина, должен быть равен  $180^\circ - 2P$ , где  $P$  — угол изгиба шины;

при подготовке контактных поверхностей под болтовое соединение сначала просверливают отверстия диаметром на 1 мм больше диаметра соответствующего болта. Далее контактные поверхности обрабатывают на шинозачистном станке или напильником, зачищают под слоем вазелина стальной щеткой, протирают тряпкой, смоченной в бензине, и вторично обрабатывают стальной щеткой под слоем вазелина, который уже не удаляется;

установку и крепление шин на опорных изоляторах выполняют с помощью шинодержателей (рис. 2.1,а). Обработанные шины или заготовленные заранее узлы ошиновки укладывают в шинодержателях и выверяют при помощи стальной проволоки, натянутой вдоль продольной оси шин, и при помощи рейки и уровня — в горизонтальной плоскости. Шины закрепляют в шинодержателях, причем в указанных в проекте «мертвых точках» их закрепляют жестко, а в остальных так, чтобы было обеспечено свободное перемещение шин вдоль шинодержателей. При монтаже плоских шин пакетами между шинами устанавливают распорные прокладки (рис. 2.2), а на СШ — компенсаторы (рис. 2.1,б);

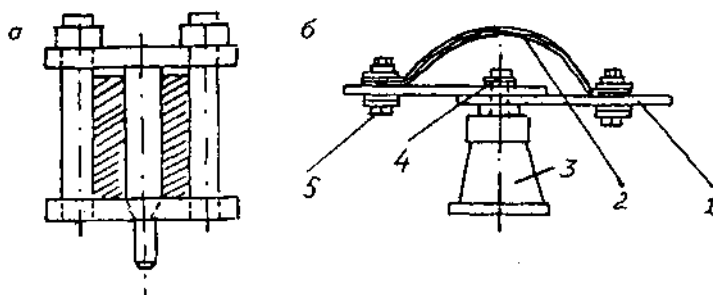


Рис. 2.1. Шинодержатель и шинный компенсатор для плоских шин: а — типа ШПРА-1с; б — компенсатор для болтового соединения шин; 1 — шина; 2 — компенсатор; 3 — опорный изолятор; 4 — пружинящая шайба; 5 — болт

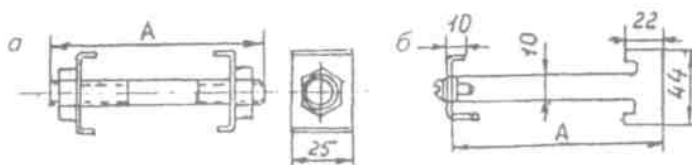


Рис. 2.2. Распорные прокладки: а — распорная прокладка из круговой стали типа ПР; б — штампованная распорная прокладка типа ПРШ

разъемные соединения шин выполняют болтами. Под головки болтов и гайки устанавливают тарельчатые пружины. Неразъемное соединение шин выполняют электросваркой. В помещениях при относительной влажности

менее 80 % и отсутствии агрессивных сред при  $I_n = 2000$  А алюминиевые шины можно непосредственно присоединять к плоским медным контактам аппаратов. К стержневым медным зажимам такое присоединение допускается при токах не более 400 А. При токах, превышающих указанные значения, а также в помещениях с агрессивными средами присоединение осуществляют через медно-алюминиевые переходы;

по окончании монтажа шины окрашивают: фазу А — в желтый, фазу В — в зеленый и фазу С — в красный цвет. Для контроля за нагревом контактных соединений шин применяют термоленки, которые наклеивают вблизи контакта.

**Монтаж разъединителей.** Разъединители изготавливаются трехполюсными (типа РВ, РВК, РВРЗ) и однополюсными (типа РВО), собираемыми на месте монтажа в трехполюсные аппараты. Монтаж разъединителей производят следующим образом.

Проверяют состояние фарфоровых изоляторов и тяг, убеждаются в отсутствии раковин и пленки окиси на контактных поверхностях, в отсутствии ударов ножей о контактные стойки и головки опорных изоляторов, в исправности нажимных пружин на ножах и плотности контактов;

поднимают разъединители блоком или полиспастом и временно закрепляют болтами или шпильками на опорной конструкции. Затем выверяют разъединитель по уровню и отвесу. При выверке необходимо обеспечить совпадение крепежных отверстий разъединителя с осями разметки с допуском  $\pm 2$  мм и соосность их валов;

на вал разъединителя устанавливают рычаг и временно закрепляют его стопорными винтами. Соединительные муфты располагают между валами полюсов. Устанавливают и крепят привод разъединителя. В концы тяги, соединяющей привод с разъединителем (изготавливается по снятому по месту шаблону), вставляют и закрепляют шплинтами болты регулировочных вилок. После соединения тяги с рычагами привода и разъединителя отключают ножи разъединителя поворотом привода, регулируют угол поворота ножей и закрепляют рычаги и упоры на валах разъединителя и привода. Проверяют одновременность включения ножей всех трех фаз и при необходимости изменяют длину поводков изоляционных тяг или ставят прокладки под опорные изоляторы;

по окончании монтажа разъединителя все его трущиеся части и контакты промывают бензином и протирают чистыми тряпками, после чего наносят на контакты и трущиеся части смазку ЦИАТИМ-201.

**Монтаж выключателей.** Для установки в ГРУ 10—20 кВ применяются в основном маломасляные выключатели серий ВК и МГ, а также воздушные

выключатели типа ВВ-20 (рис. 2.3).

Выключатель ВВ-20 состоит из трех отдельных полюсов и распределительного шкафа. Каждый полюс установлен на стальном цилиндрическом резервуаре, который является основанием полюса и емкостью сжатого воздуха.

Выключатель поставляется полностью собранным (пополюсно). Отдельно поставляется лишь газоотвод.

Перед монтажом выключателя производят ревизию: при внешнем осмотре проверяют отсутствие повреждений изоляционного фарфора, баков, исправность привода; при внутреннем осмотре – исправность розеточных контактов, гасительных камер и внутренних изоляционных деталей. Гасительные камеры промывают сухим трансформаторным маслом. При ревизии все части выключателя очищают от консервационной смазки и протирают сухими чистыми тряпками. Все контактные поверхности, токоведущие стержни, гибкие перемычки при необходимости зачищают стеклянной бумагой и смазывают техническим вазелином.

Монтаж выключателя сводится к установке на фундаменты полюсов выключателя и распределительного шкафа и соединению их воздухопроводами между собой и воздушной магистралью ГРУ, а также к установке газоотвода.

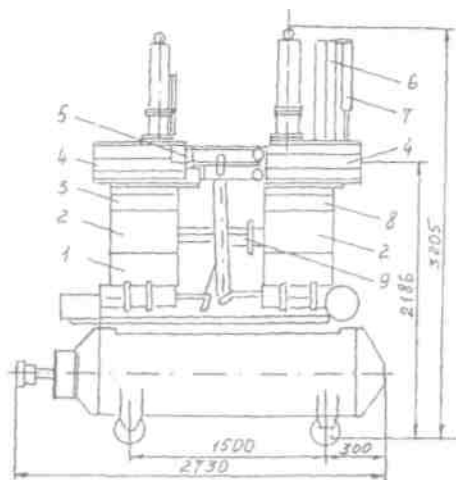


Рис. 2.3. Воздушный выключатель типа ВВ-20-12000:

- 1 — опорный изолятор; 2 — шунтирующие резисторы;
- 3, 8 — дугогасительные камеры; 4 — контактные выводы;
- 5 — разъединитель; 6 — вспомогательная камера;
- 7 — резистор; 9 — отделитель

Вслед за этим регулируют выключатель в соответствии с заводской инструкцией и паспортом. В резервуары выключателя подают воздух и проверяют работу выключателя.

Основные технологические операции по монтажу выключателей серий ВК и МГ достаточно подробно описаны в литературе [2].

**Монтаж измерительных трансформаторов.** ТТ перед монтажом осматривают и испытывают. При осмотре проверяют исправность изоляции,



отсутствие повреждений кожухов, фланцев, колодок выводов вторичных обмоток. При испытаниях измеряют сопротивление изоляции обмоток и коэффициент трансформации, проверяют полярность выводов, снимают вольт-амперные характеристики, испытывают трансформатор повышенным напряжением.

ТТ устанавливают на стальных конструкциях, железобетонных или стальных плитах, а также в проемах стен и перекрытий. Трансформаторы поднимают, устанавливают на место, выверяют и закрепляют.

При монтаже ТТ с  $I_n = 1000$  А и выше опорные конструкции или арматуру разрезают и скрепляют накладками из немагнитного материала для исключения индуктирования в них тока и недопустимого нагрева.

Присоединение шин к ТТ должно выполняться так, чтобы выводные зажимы не испытывали тяжения шин. При этом шины со стороны питания присоединяют к зажимам Л1 (начало первичной обмотки), а отходящие шины — к зажимам Л2 (конец обмотки). На вторичных обмотках трансформатора зажимы с пометками И1 и И2 означают начало и конец этих обмоток. Вторичные обмотки ТТ, не используемые в схемах вторичных цепей, закорачивают. Корпус трансформатора заземляют.

ТН выпускаются в трехфазном (НТМИ, НТМК) и однофазном исполнении, транспортируются собранными и залитыми маслом. Их следует хранить в вертикальном положении, контролируя уровень масла по маслоуказателю. Перед монтажом производят внешний осмотр трансформаторов. При этом проверяют исправность фарфоровых изоляторов, отсутствие течи масла, исправность маслоуказателя. Сливая небольшое количество масла, проверяют исправность сообщения маслоуказателя с баком ТН и отбирают пробу масла для испытания его на электрическую прочность, после этого доливают масло до необходимого уровня.

После осмотра ТН поднимают за приваренные к баку крюки, устанавливают его на опорные конструкции, выверяют по осям ячейки и уровню и закрепляют. При этом выполняют следующие условия:

1) маслоспускной кран и указатель уровня масла направляют в сторону коридора управления;

2) расстояние между баками однофазных ТН оставляют не менее 160 мм (в свету);

3) шины со стороны высокого напряжения к трансформаторам марок НТМК и НТМИ подсоединяют в таком порядке; желтая фаза — к выводу с пометкой А, зеленая — к выводу В, красная — к выводу С. Вывод с пометкой Х заземляется. У однофазных трансформаторов типа НОМ вывод с пометкой А может быть присоединен к любой фазе, а выводы Х соединяются общей

шиной, которая заземляется. У этих трансформаторов каждый бак заземляется отдельно.

**Монтаж реакторов.** Реакторы выпускают с одинарной или сдвоенной обмоткой. Сдвоенные реакторы типа РБС применяются для установки в ячейках ГР 10 кВ, когда по схеме соединений от ячейки ГРУ после реактора питается группа отходящих линий через шкафы КРУ.

Каждая фаза реактора комплектуется опорными изоляторами для изоляции от фундамента и от фаз, стоящих выше. Фазы реакторов могут устанавливаться вертикально, горизонтально и ступенчато (рис. 2.4). Для этого они выпускаются с маркировкой: В — верхняя, С — средняя, Н — нижняя, Г — горизонтальная и СГ — средняя горизонтальная.

После доставки фаз реактора к месту установки их освобождают от обрешетки, очищают, тщательно осматривают, выявляя трещины или отбитые края в бетонных колонках, неисправности в опорных изоляторах, изоляции витков обмоток и лаковом покрытии бетонных колонок.

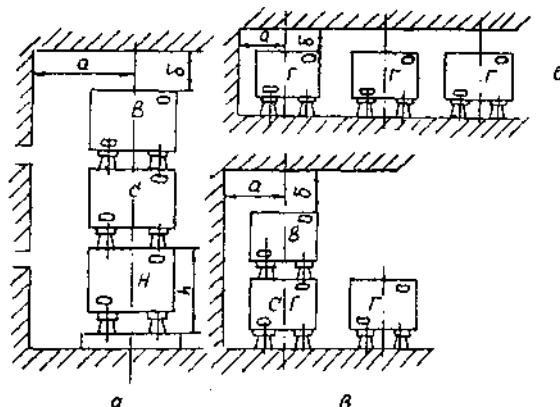


Рис. 2.4. Установка реакторов: а – вертикальная; б – горизонтальная; в – ступенчатая

Мегаомметром 2500 В проверяют сопротивление изоляции между выводами обмотки и болтами на бетонных колонках. После устранения всех неисправностей приступают к монтажу реактора.

При вертикальной установке монтаж реактора производят талью грузоподъемностью 3—5 т. закрепляемой на двутавровой балке или швеллере, прокладываемом под перекрытием ячеек реакторов при строительстве. При горизонтальном расположении фаз монтаж реактора выполняют при помощи двойной тележки, на которой перевозят фазы к фундаментам.

При вертикальной установке сначала подают на фундамент фазу В. Под нее подводят швеллер и с помощью стропов поднимают фазу В талью на высоту, достаточную для установки под ней фазы С. Подают на фундамент

фазу С. На штыри бетонных колонок фазы В наворачивают опорные изоляторы, опускают ее и закрепляют на фазе С. Поднимают обе фазы, подводят фазу Н, опускают и скрепляют с ней фазы С и В. Всю колонну закрепляют на фундаменте после выверки по уровню и отвесу.

Установку фаз реактора необходимо произвести так, чтобы направление тока в средней фазе было противоположным его направлению в фазах В и Н. При этом необходимо выдержать минимальные расстояния а и б (см. рис. 2.4).

По окончании монтажа реактора фланцы изоляторов нижней фазы при вертикальной установке заземляют, при этом на заземляющей шине не должно быть кольцевого витка.

При сооружении и монтаже реакторной ячейки все металлоконструкции (в том числе и строительные) устанавливаются в удалении от реактора не менее чем на половину внешнего его диаметра.

#### **2.4. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ЗРУ 110-220 кВ**

Закрытые РУ 110—220 кВ сооружаются по типовым проектам институтов Минтопэнерго России. Монтаж оборудования в ЗРУ ПО кВ выполняют при помощи лебедок, электроталей и талей. В одноэтажных ЗРУ зального типа перемещение и подъем аппаратов на проектные отметки производится с помощью автопогрузчиков и автокранов.

В ЗРУ 220 кВ монтаж воздушных выключателей и трансформаторов тока целесообразно выполнять автокраном. Для монтажа разъединителей применяют порталы, перемещающиеся на катках и оборудованные электролебедкой или электротельфером грузоподъемностью 1 тонна.

Ошиновка монтируется с автовышек до установки опорных конструкций и оборудования.

Герметичные линейные вводы предназначены для ввода линий высокого напряжения через стены и перекрытия в ЗРУ. Внутри ввода проходит токоведущий стержень, на котором с помощью стяжного устройства крепятся все детали ввода. Ввод заполнен изоляционным маслом.

Перед монтажом вводы следует тщательно осмотреть и убедиться в отсутствии повреждений фарфора, течи масла, целостности баков давления и соединительных металлических трубопроводов, а также провести испытания, предусмотренные § 1.8.31 ПУЭ.

Подъем вводов 110 и 220 кВ на место установки производят краном. При подъеме ввод удерживают оттяжками. Для направления ввода в отверстие плиты монтажник поднимается в корзине вышки или находится на площадке

обслуживания снаружи здания ЗРУ. Если установка ввода предусмотрена с наклоном под углом, на него со стороны внутренней части устанавливают проходную плиту с шарнирами. После подъема и заводки ввода в проем его при помощи полиспаста поворачивают вместе с проходной плитой на шарнирах в проектное положение и плиту прикрепляют к раме проема.

На герметичных вводах 110 кВ бак давления жестко закреплен на наружной фарфоровой крышке. У вводов 220 кВ бак давления устанавливается отдельно. При монтаже ввода 220 кВ перед подъемом на необходимую отметку от его вентильного устройства, а также от бака давления отсоединяют маслопровод, бак давления устанавливают на проектную отметку и соединяют с вводом временным маслопроводом. После установки и окончательного закрепления ввод и бак давления соединяют постоянным маслопроводом. Ввод может оставаться отсоединенным от бака давления не более 1 ч. На последнем этапе проверяют все соединения и устраняют подтеки масла.

Линейные вводы устанавливают с улицы автокраном со стрелой не менее 10 м, а кабельные вводы – с помощью полиспаста.

В ЗРУ 110—220 кВ устанавливают оборудование наружной установки: воздушные и малообъемные масляные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы, конденсаторы, опорные и подвесные изоляторы. Технология монтажа оборудования ЗРУ та же, что и при монтаже оборудования ОРУ, и описана выше.

## **2.5. МОНТАЖ И НАЛАДКА ЯЧЕЕК КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 110—220 КВ С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ**

В настоящее время за рубежом и в России созданы и применяются комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на напряжения 10—50 кВ. В таких РУ все электрические аппараты – выключатели, разъединители, заземлители, а также разрядники, токопроводы и измерительные трансформаторы – заключены в алюминиевую оболочку, заполненную инертным газом – элегазом (шестифтористой серой SF<sub>6</sub>). Эти РУ комплектуются из стандартных элементов схемы электрических соединений с аппаратурой управления, контроля, сигнализации, измерений и блокировки, что позволяет собрать любую схему КРУЭ. Изоляция – элегаз и литые из смол изоляторы, служащие для фиксации токоведущих частей в герметичном корпусе. Герметичность алюминиевой заземленной оболочки и работа по замкнутому циклу обеспечивают безопасность и отсутствие выбросов горячих газов и пламени в атмосферу, а также заметного шума при отключениях.

Элегаз в пять раз тяжелее воздуха, очень стойкий, негорючий, электроотрицательный, инертный, с превосходными изолирующими свойствами и прекрасной теплопроводностью. При атмосферном давлении диэлектрические свойства элегаза в три раза выше, чем воздуха, а при давлении 0,2 МПа – такие же, как у изоляционного масла. Дугогасящие свойства более чем в 10 раз превосходят таковые для воздуха. Продукты разложения элегаза под действием дуги нестойкие и его изоляционные свойства могут восстанавливаться. Если элегаз не подвергается длительному воздействию короны, то газ не стареет. При низких температурах элегаз может сжижаться в зависимости от его давления и плотности (например, при давлении 1,5 МПа и температуре +6 °С). Для обеспечения нормальной работы выключателей при температуре минус 30 °С и ниже необходимо подогревать помещение, в котором будет устанавливаться КРУЭ. При наружной установке КРУЭ следует проверять возможность возникновения указанных низких температур в районе установки.

Для того чтобы в случае возникновения утечки элегаза из оборудования КРУЭ (из-за некачественного монтажа, повреждения оборудования или неправильной эксплуатации) терялось не все РУ, а лишь часть одной ячейки, последняя разделяется на отсеки газоплотными изоляционными перегородками из специальных смол, служащими одновременно опорной изоляцией. Эти перегородки выполняются в виде дисков – плоских или конусообразных, гладких или ступенчатых.

КРУЭ имеют полную комплектность поставки с одного предприятия. КРУЭ может быть размещено в относительно малогабаритном помещении. Сооружение здания обходится примерно в 10 % от стоимости КРУЭ, изготовленного для внутренней установки.

Ячейки КРУЭ транспортабельны. Смонтированные на платформах, они могут применяться в качестве передвижных РУ и использоваться при строительстве мощных электростанций. Это существенно сокращает сроки сооружения РУ и количество монтажного персонала.

Помещения КРУЭ оснащаются вентиляцией, которая должна работать ежедневно не менее 1—2 ч, а при техосмотрах и ремонтах – непрерывно. Однако при ремонтах КРУЭ необходимо обеспечить защиту ремонтируемого оборудования от пыли и влаги.

Широкое применение КРУЭ во всех странах мира объясняется тем, что такое решение экономически наиболее целесообразно, поскольку при этом весь процесс изготовления РУ перенесен в заводские условия, и на площадке строительства остается минимальный объем строительных и монтажно-наладочных работ, выполняемый небольшим количеством людей и в

минимальные сроки. По зарубежным данным, КРУЭ для всего диапазона напряжений стоит дешевле, чем ОРУ, причем с ростом номинального напряжения РУ увеличивается разница в пользу КРУЭ. Массовое производство КРУЭ снижает их стоимость.

Преимущества КРУЭ по сравнению с РУ на обычном оборудовании следующие:

сильно уменьшаются площади земельных участков (в 3—5 раз); уменьшение тем сильнее, чем выше класс напряжения;

сокращаются объемы строительно-монтажных работ и сроки строительства; сокращение тем больше, чем выше класс напряжения РУ;

значительно снижается шум от РУ, что дает возможность размещать их в центре нагрузок;

обладают высокой надежностью в эксплуатации и значительно большими межремонтными сроками;

исключено биологическое воздействие на человека в электрическом поле, что особенно важно для электроустановок высокого и сверхвысокого напряжения;

значительно сокращается расход металла на строительные конструкции; он тем меньше, чем выше класс напряжения РУ.

Комплектные элегазовые ячейки на рабочее напряжение 110 кВ предназначены для КРУЭ переменного тока и имеют условные обозначения: ЯЭ-ПОЛ-23У4; ЯЭ-110Л-21У4; ЯЭ-ПОШ-23У4; ЯЭ-110Ш-21У4; ЯЭ-ПОЛ-13У4; ЯЭ-НОТН-23У4; ЯЭ-110ТН-21У4; ЯЭ-110ТН-13У4; ЯЭ-ПОС-23У4; ЯЭ-110С-21У4; ЯЭ-ПОС-13У4. В обозначениях: ЯЭ – ячейка элегазовая; 110 – номинальное напряжение, кВ; типы ячеек: Л – линейная, Ш – шиносоединительная, С – секционная; ТН – трансформаторов напряжения, первая цифра 2 или 1 указывает на число систем шин (две или одна); вторая цифра 3 или 1 – трех- или однополюсные сборные шины; У – климатическое исполнение (для умеренного климата) и 4 – категория размещения по ГОСТ 15543-70.

Ячейки КРУЭ изготавливают из унифицированных деталей, что делает возможным сборку ячеек различного назначения из одних и тех же элементов. К ним относятся: полюсы выключателей, разъединителей и заземлителей; измерительные трансформаторы тока и напряжения; соединительные и промежуточные отсеки; сильфонные компенсаторы; секции сборных шин; полюсные и распределительные шкафы, шкафы системы контроля давления и шкафы трансформаторов напряжения.

Ячейка каждого типа состоит из трех одинаковых полюсов и шкафов управления, при этом три полюса могут быть скомпонованы так, чтобы

образовывать ячейки с однополюсными или трехполюсными сборными шинами.

Каждый полюс линейной, секционной или шиносоединительной ячейки (рис. 2.5, а, б) имеет выключатель с приводом и элементами его управления, разъединитель с дистанционным электрическим приводом, заземлители с ручным приводом, трансформаторы тока и полюсные шкафы. Ячейки трансформаторов напряжения (рис. 2.5, в) не имеют выключателей и трансформаторов тока. Ячейки и их полюсы соединяются с одной или двумя системами однополюсных или трехполюсных шин.

Линейные ячейки имеют выводы для присоединения к токопроводам и отходящим кабелям. Соединение ячеек с силовыми кабелями производится при помощи кабельных вводов специальной конструкции, а с воздушными линиями - с помощью газонаполненных вводов. Элегазовая ячейка состоит из полостей, заполняемых элегазом под различным давлением: 0,6 МПа — выключатель; 0,4 (0,6) МПа — измерительные трансформаторы; 0,25 МПа — разъединители и заземлители. Каждая полость отделена от другой герметичным фланцевым соединением с резиновым уплотнением.

Для удобства монтажа, ревизии и ремонта полости разделены на отсеки, которые в пределах одной полости имеют одинаковое давление элегаза и друг от друга не герметизируются. Отсеки соединяются между собой при помощи болтовых фланцевых соединений и литых эпоксидных изоляторов с отверстиями для монтажа контактной аппаратуры токопроводящего контура.

Ячейка имеет по каждому уровню давления свою обособленную систему газораспределения, а каждая герметичная полость — свои вентили, трубки, манометры, с помощью которых ее подсоединяют к шкафу контроля давления.

Литые изоляторы вместе с элегазом обеспечивают изоляцию от корпуса токоведущих частей, находящихся под напряжением.

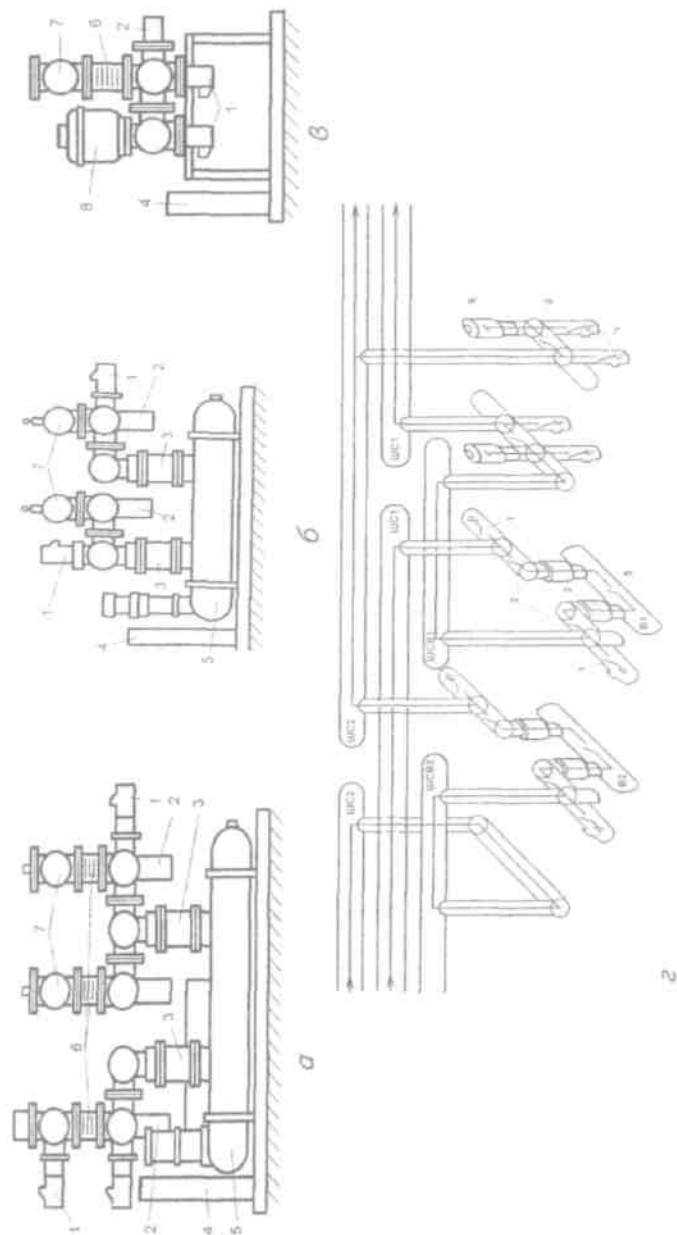


Рис. 2.5. Компонка элегазовых ячеек 110 кВт: а – линейной; б – шиносоединительной; в – трансформаторов напряжения; г – секционной ячейки; 1 – заземлитель; 2 – разъединитель; 3 – трансформатор тока; 4 – шкаф; 5 – выключатель; 6 – сильфон; 7 – шина разъединительная; 8 – трансформатор тока



Ячейки элегазовые трехполюсные серии ЯЭ-110 рассчитаны на номинальное напряжение 110 кВ, номинальный ток сборных шин 1600 А, ток ответвлений от шин 1250 А, ток отключения выключателя 40 кА, ток электродинамической стойкости 80 кА.

На рис. 2.6 показана ячейка ЯЭ-110Л-23У4 - линейная с двумя системами сборных шин в трехполюсном исполнении. Три фазы сборных шин 6 находятся в одном общем металлическом кожухе, что позволяет получить минимальные габариты. Ответвления от сборных шин входят в блок шинных разъединителей 7, которые имеют электродвигательный или пневматический привод. Разъединители – это подвижный контактный стержень и неподвижные розеточные контакты. Шинные разъединители соединены стержневым проводником, который может быть заземлен с помощью заземлителя 3 с ручным приводом. Далее следует блок 8 с трансформатором тока, а затем выключатель 9 с пневматическим приводом 10. Начиная с шинных разъединителей, фазы ячейки разделены. При выходе из выключателя установлен еще один блок трансформаторов тока 8. Через переходные блоки токоведущие части подходят к линейному разъединителю 4 с двумя заземлителями 3. Ячейка присоединяется к кабельному вводу 5.

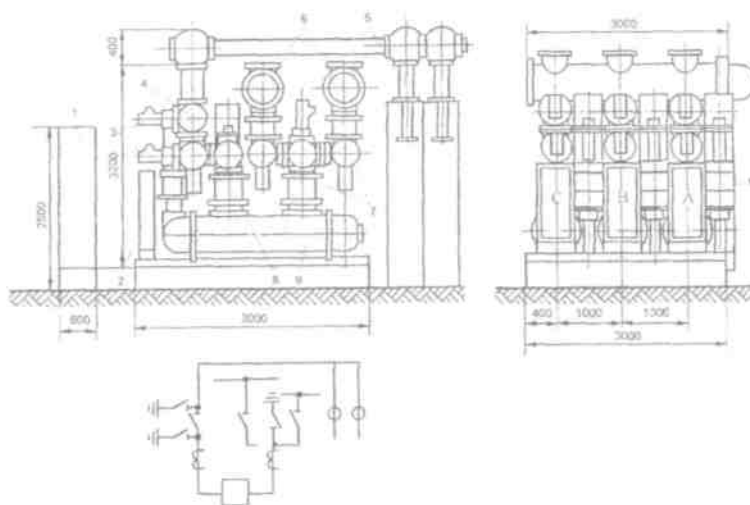


Рис. 2.6. КРУЭ-110кВ. Ячейка линейная ЯЭ-110Л-23У4: 1 —распределительный шкаф; 2 — полюсный шкаф управления; 3 — заземлители; 4,7 — разъединители; 5 — кабельный ввод; 6 — системы трехфазных сборных шин; 8 — трансформаторы тока; 9 — выключатель; 10 — привод выключателя

Для каждого полюса предусмотрен шкаф управления разъединителями, электроконтактные манометры, ряды контактных зажимов всех вторичных цепей полюса. В распределительном шкафу 1 находятся контакторы, аппаратура дистанционного привода, блокировок и др.

Трансформатор тока, устанавливаемый в ячейке, выпускается на три номинальные значения первичного тока: 600, 800 и 1200 А.

В элегазовых ячейках устанавливаются трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110, предназначенные для питания цепей защиты, сигнализации и измерения. В схеме ячейки трансформаторы данного типа герметично присоединяются к КРУЭ и допускают как вертикальную, так и горизонтальную установку.

Компоновка КРУЭ-110 кВ облегченного типа показана на рис. 2.7, 2.8.

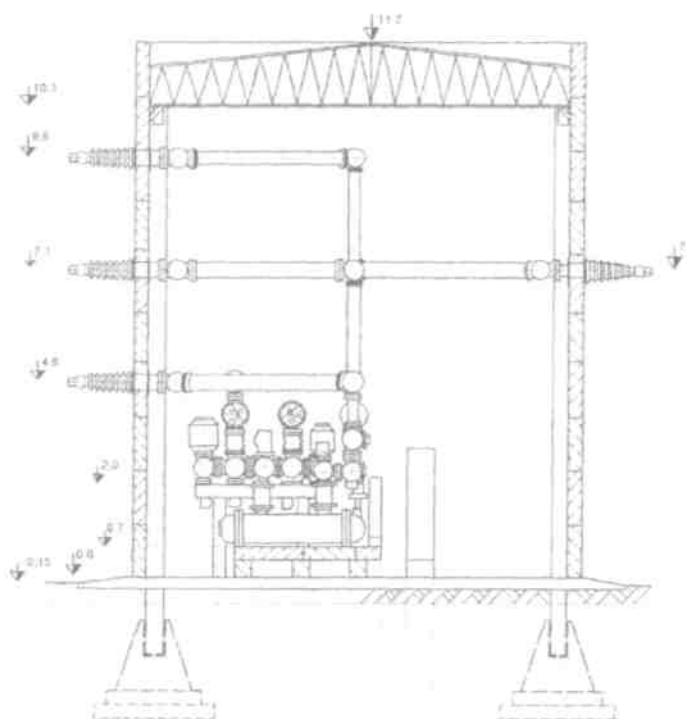


Рис. 2.7. КРУЭ-110 кВ с двумя системами сборных шин и горизонтальным расположением выключателей

Конструкция предусмотрена для двойной системы сборных шин. Подача напряжения на системы шин производится через правую боковую стену, ответвления присоединений (ЛЭП) выполняются сквозь левую боковую стену. Газонаполненные вводы элегаз — воздух трех фаз с правой стороны расположены горизонтально, а с левой — вертикально. Ширина ячейки 3 м.

Возле каждой ячейки монтируются шкафы управления и защиты. Конструкция простая, компактная, надежная, удобная и безопасная для эксплуатации.

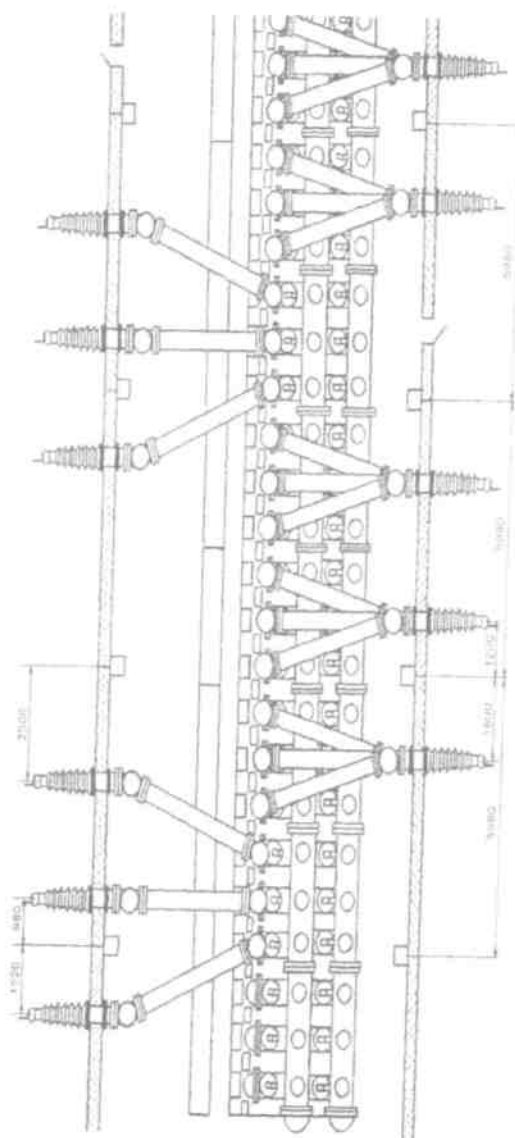


Рис. 2.8. КРУЭ–110 кВ (план к рис. 2.7)

Ячейки элегазовые однополюсные серии ЯЭ-220 выполнены на номинальное напряжение 220 кВ, номинальный ток сборных шин и ответвлений от шин 2000 А, ток отключения выключателя 40 кА, ток электродинамической стойкости 100 кА.

В КРУЭ на 220 кВ (рис. 2.9), в отличие от КРУЭ на 110 кВ, принято однофазное исполнение одной или двух систем сборных шин. Каждая фаза расположена внутри заземленных металлических корпусов и крепится литыми эпоксидными изоляторами. Таким образом, ячейки КРУЭ выполняются с раздельными фазами; все оборудование, включая сборные шины, разнесено по фазам. Блок сборных шин 1 в ячейках ЯЭ-220

расположен в нижней части, а автопневматический выключатель с пневматическим приводом 5 — в верхней части ячейки. Кабельные вводы 9 присоединяются в подвальном помещении под РУ.

В ячейках устанавливаются трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-220. Давление элегаза при 20 °С в выключателе 0,5 МПа, в отсеке трансформатора напряжения 0,45 МПа, в других элементах 0,3 МПа.

Для подсоединения линии или ввода ее в элегазовое РУ применяются высоковольтные газонаполненные или кабельные вводы. Газонаполненный ввод крепится к стене здания КРУЭ. Кабельные вводы типа ВКРЭ на напряжение 220 кВ применяют для соединения с ячейками КРУЭ маслonaполненных кабелей среднего или высокого давления. К элементам ячейки КРУЭ кабельный ввод присоединяется через кабельные приставки, которые комплектуются из отдельных элементов элегазового токопровода.

Для удобства обслуживания и монтажа элегазовые ячейки комплектуются заводом-изготовителем вспомогательными приспособлениями и оборудованием, включающими: сервисные тележки для подготовки и заполнения элегаза; консольную балку с передвижной тележкой, подъемный механизм и пульт управления для монтажа и демонтажа ячейки и отдельных ее элементов; установку для подготовки элегаза, обеспечивающую сушку, регенерацию, заполнение и его удаление; течеискатель для выявления мест утечки газа.

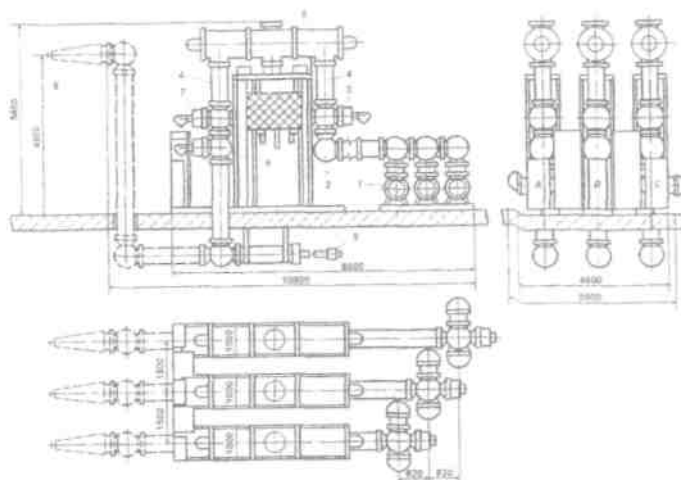


Рис 2.9, КРУЭ-220 кВ. Однополюсная ячейка с одной Системой сборных шин: 1 — сборная шина; 2 — шинный распределитель; 3, 7- заземлители; 4 — трансформаторы тока; 5 — выключатель; 6 — линейный разъединитель; 8 — воздушные вводы; 9 — кабельные вводы

На каждом объекте, где монтируется элегазовое оборудование, должен быть хотя бы один испытательный высоковольтный ввод «элегаз — воздух» со вспомогательными элементами для сочленения с ячейками на время испытаний. Элегазовое оборудование отечественного производства должно удовлетворять требованиям руководящего документа «Электрооборудование высокого напряжения. Технические требования к производству и методы контроля для обеспечения качества элегаза» (РД 16.066-83).

Гарантийный срок эксплуатации элегазового оборудования устанавливается 10 лет. Конструкция элегазового оборудования должна обеспечивать сохранность и качество элегаза в нем в течение этого срока. Аналогичное требование предъявляется и к качеству изготовления этого оборудования.

До начала монтажа ячеек должны быть полностью закончены строительные и отделочные работы в помещениях КРУЭ. К помещениям КРУЭ, в которых монтируются ячейки, предъявляются повышенные требования по готовности и качеству строительных и отделочных работ: стены и потолки должны быть окрашены краской не образующей пыли; покрытия полов также не должны выделять пыли. Во всех помещениях до начала монтажа должно быть обеспечено хорошее естественное или искусственное освещение, надежная приточно-вытяжная вентиляция и отопление (во время монтажа ячеек в помещении должна постоянно поддерживаться температура в пределах от плюс 15 до плюс 20 °С, а относительная влажность не должна превышать 50 %). Должны быть смонтированы сети заземления и сжатого воздуха.

Монтаж элегазовых ячеек производится либо персоналом завода-изготовителя, либо специально обученным персоналом монтажной организации под обязательным руководством шеф-персонала завода. Перед монтажом ячейки подвергаются ревизии, во время которой проверяется наличие в элементах ячеек транспортного газа с помощью специальных вентилях, имеющихся на элементах; подтягиваются (при необходимости) фланцевые соединения; все элементы проверяются на герметичность течеискателем. После ревизии ячейки подаются в помещения КРУЭ на выкатной тележке.

При количестве ячеек более пяти, устанавливаемых в КРУЭ, рекомендуется начинать их монтаж с установки средней ячейки. Установка элементов ячеек и все остальные монтажные операции должны выполняться в строгом соответствии с инструкцией завода-изготовителя [6].

Учитывая специфические особенности элегаза, при монтаже оборудования с элегазовой изоляцией следует, кроме обычных, соблюдать дополнительные

требования безопасности, изложенные в указанной инструкции. Наладка элегазового оборудования включает в себя технологическую и электрическую наладку [7].

Технологическая наладка оборудования заключается в проверке качества элегаза перед заполнением его в оборудование и технологической подготовке оборудования в процессе монтажа.

Проверка качества элегаза проводится в соответствии с требованиями РД 16.066-83 в лабораториях, оборудованных специальной аппаратурой. Товарный элегаз прибывает на монтажную площадку в баллонах с заводским сертификатом, в котором указываются его характеристики. Качество элегаза проверяется в случаях, если отсутствует заводской сертификат, а также при сомнении в соответствии его заводскому сертификату, что обычно выявляется при монтажной технологической наладке.

Подготовка элегазового оборудования при монтаже производится по методике, разработанной СКТБ ВКТ Мосэнерго. Уровень подготовки оборудования должен быть высоким и обеспечивать постоянство качества элегаза в оборудовании в течение всего периода его эксплуатации. Подготовка оборудования заключается в удалении из него воздуха и влаги, для чего непосредственно перед заполнением газом оборудование подвергается вакуумированию. При вакуумировании проверяют плотность оборудования на натекание. Газоплотность признают удовлетворительной, если в течение 1 ч не наблюдается изменений показания вакуумметра. Глубина вакуумирования должна быть не менее 100 Па. Заполнение элегазового оборудования производят до номинальной плотности (зависит от температуры) с небольшим избытком (до 30 л), необходимым для компенсации утечки до плановой подпитки и на анализ газа с контролем давления.

Заполнение аппаратов выполняют через противопылевой фильтр, а элегазового выключателя — через фильтр-осушитель (рис. 2.10).

После заполнения устанавливают транспортные крышки и в таком виде оборудование находится до состыкования отдельных отсеков. Во избежание попадания влаги в стыковочный узел (что не допускается) обращают внимание на чистоту монтируемого стыковочного узла.

Для промывки оборудования азотом, вакуумирования и контроля состояния внутренних полостей оборудования на монтажной площадке используют газотехнологическую установку. При заполнении оборудования элегазом используют насосно-компрессорную установку.

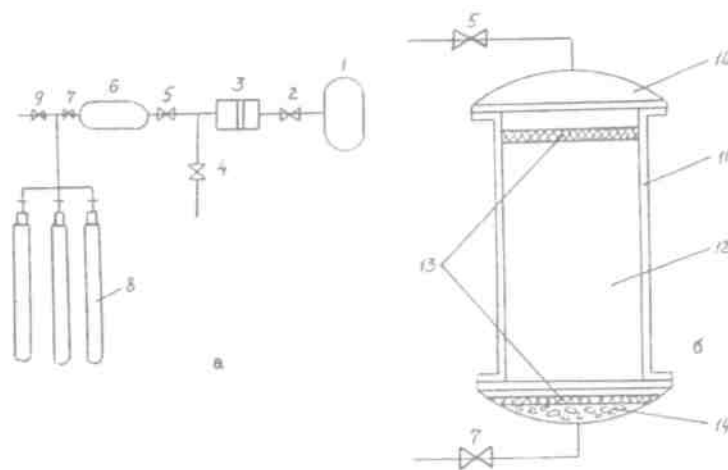


Рис. 2.10. Схема заполнения элегазом оборудования *а* и фильтр *б*: 1 — оборудование элегазовое; 2 - вентиль ячейки; 3 — фильтр пылевой; 4, 9 - вентиль сброса и вакуумирования; 5,7- вентиль фильтра-осушителя; 6 - фильтр-осушитель; 8 — баллон с элегазом; 10 - крышка фильтра; 11 - корпус фильтра; 12 — адсорбент; 13 — войлок; 14 — проволока.

По мере освоения элегазового оборудования совершенствовалась технология его подготовки на монтажной площадке. Для выполнения газотехнологической наладки СКТБ ВКТ Мосэнерго разработан комплекс установок, предназначенный для применения в закрытых помещениях, в которых монтируется элегазовое оборудование. Комплекс включает: установку вакуумную с индикаторным модулем; установку с баллонной системой подпитки; компрессорную установку.

Перед окончательным монтажом и электрическими проверками отдельные узлы оборудования очищают мягкой неворсистой тряпкой или ветошью, особенно тщательно очищают места стыков, после этого внутренние полости, если они вскрывались, пылесосят, как и места стыков. Очищенные узлы сразу после удаления пыли закрывают пленкой, и в таком виде узлы хранят до сборки и монтажа. Пленку снимают непосредственно перед сборкой или монтажом оборудования. На этом технологическая наладка практически заканчивается.

Электрическая наладка элегазового оборудования заключается в проведении некоторых измерений на стадии монтажа, так как после монтажа к отдельным узлам оборудования доступ практически невозможен. Поэтому на стадии монтажа элегазового оборудования необходимо иметь бригаду квалифицированных наладчиков в составе не менее двух человек для производства необходимых измерений и испытаний.

Измерения электрического переходного сопротивления отдельных контактных соединений и отдельных участков токоведущего контура

возможны только до стыковки узлов оборудования. Особенно внимательно следует измерять сопротивление токоведущей цепи элегазового выключателя: при разомкнутых главных и замкнутых дугогасительных контактах сопротивление токоведущей цепи выключателя должно быть не более 500 мкОм, а при замкнутых тех или других контактах — не более 100 мкОм. Сопротивление отдельных участков токоведущей цепи не должно превышать значений, приведенных в заводском паспорте на конкретный вид оборудования. Сопротивление одного метра длины токопровода составляет обычно 16 мкОм, а единичного переходного медно-алюминиевого контакта — не более 6 мкОм.

Сопротивление постоянному току обмоток трансформатора напряжения типа ЗНОГ-110 составляет: 6200 Ом для первичной обмотки; 0,024 Ом и 0,015 Ом соответственно для вторичных обмоток.

В процессе монтажа проверяют также правильность работы контактов, коммутирующих вспомогательные цепи: сигналы о включении предшествуют моментам касания главных контактов разъединителей и заземлителей, т. е. сигналы должны поступать до замыкания главных контактов аппаратов; сигналы об отключении должны поступать после прохождения подвижными контактами расстояния не менее 80 % от расстояния между экранами этих контактов, т. е. сигналы должны поступать не ранее, чем после прохождения 0,8 пути — хода контактов на размыкание. Действие главных контактов проверяют индикатором, а вспомогательных контактов — визуально.

При монтаже полюсов ячеек измеряют переходные сопротивления постоянному току контактов разъединителей и заземлителей.

После монтажа элегазового оборудования производят окончательную регулировку отдельных элементов, этим обеспечивается четкая работа оборудования при различных значениях давления воздуха в приводе и напряжения в цепях управления. Наладочные работы организуют так, чтобы число операций, необходимых для измерений и испытаний, было минимальным или не превышало требований заводских инструкций и других технических материалов. Внешним осмотром убеждаются в отсутствии видимых повреждений, прочности крепления и затяжки фланцевых соединений, течи газа, а также наличии всех заземляющих шин (каждый фланец заземляют с двух сторон, а сильфонные компенсаторы шунтируются шинами).

До заполнения элегазом ячеек опробуют вручную работу приводов выключателя, разъединителя и заземлителя, одновременно проверяя правильность действия электромагнитных замков и срабатывания привода.



Для проверки элегазового выключателя его пневматический привод заполняют сжатым воздухом до минимального давления, равного 1,6 МПа, и проверяют отсутствие утечек. Выключатель заполняют элегазом до верхнего предела избыточного давления, равного 0,65 МПа, и проверяют согласно заводской рекомендации. Проверяют разъединитель и заземлитель.

Проверяют работу коммутирующих и сигнальных устройств распределительных шкафов и шкафов контроля давления при нижнем уровне напряжения на зажимах соответствующих элементов шкафов. Срабатывание элементов фиксируют визуально. Проверяют по утечкам и падению давления герметичность шкафов контроля давления.

Наладка элегазового оборудования показала, что для нее недостаточны только традиционные испытания изоляции повышенным напряжением, так как при этом не обеспечивается достаточная эксплуатационная надежность. Отдельные взвешенные в элегазовом объеме частицы и другие посторонние предметы, которые оказываются в нем в результате небрежного выполнения монтажа, сборки и т. п., образуют при приложении напряжения проводящий мостик, способствующий пробоем изоляции и преждевременной порче оборудования из-за некачественного выполнения монтажных работ.

Вместе с тем эти же частицы могут под воздействием приложенного напряжения сгруппироваться, стренироваться и выпасть в ловушки.

В то же время отсутствие пробоя при испытании повышенным напряжением не является достаточным основанием для признания качества изоляции, так как повреждение изоляции могло не произойти, несмотря на присутствие в газовом объеме металлических частиц или посторонних предметов (они могли выпасть в ловушки).

Поэтому для качественной оценки элегазовой изоляции применяют методы измерения частичных разрядов и высокочастотной дефектоскопии, позволяющие выявить невидимые и необнаруженные в процессе изготовления, сборки и монтажа дефекты элегазового оборудования. Лишь после устранения этих дефектов КРУЭ подвергается испытанию повышенным напряжением.

КРУЭ считается выдержавшим испытания, если при приложении испытательного напряжения не наблюдались пробой и последующая после приложения напряжения проверка не выявила развивающихся дефектов. При этом критерии и оценка качества изоляции КРУЭ должны быть соблюдены.

## **2.6. МОНТАЖ КОМПЛЕКТНЫХ ТОКОПРОВОДОВ**

Комплектные токопроводы заводского изготовления служат для элек-

трической связи турбогенераторов с повышающими трансформаторами или трансформаторов собственных нужд с РУ 6—10 кВ.

Токопроводы поставляются в комплекте, состоящем из следующих элементов: прямых, угловых и ответвительных секций; секций с ТТ и ТН, заземлителями, разрядниками; стыковочных блоков; вентиляционных установок (при мощности генераторов 500 МВт и выше); опорных балок; переходных пластин или швеллеров; узлов крепления токопроводов.

Главные токопроводы генераторов мощностью 500 МВт и токопроводы отпаек генераторов мощностью 500—800 МВт имеют естественное воздушное охлаждение. Главные токопроводы генераторов мощностью 800 МВт и выше имеют принудительное воздушное охлаждение внутренних полостей шин и экранов.

Узлы подключения к генераторам мощностью 500 МВт и выше и участки токопроводов генераторов мощностью 500 МВт с трансформаторами тока типа ТШВ-24 также охлаждаются принудительно.

Применение комплектных экранированных токопроводов обеспечивает снижение трудозатрат на их монтаж по сравнению с открытыми токопроводами и высокую надежность в эксплуатации. Токоведущие шины, выполненные в виде алюминиевых труб, укреплены между опорными изоляторами, установленными в опорных узлах экранирующего кожуха.

Ниже приведена технология монтажа токопроводов серий ТЭН, ТЭКП и ТЭКН [8,9].

После приемки под монтаж опорных строительных конструкций в соответствии с принятой последовательностью монтажа секции и узлы токопровода доставляют и разгружают вдоль трассы. До подачи секций токопровода, учитывая стесненность фундаментного пространства, доставляют к месту монтажа крупногабаритные узлы вентиляционной установки. С торцов шин и экранов снимают заглушки и приспособления, установленные на время транспортировки. Производят осмотр шин, экранов, изоляторов, очистку внутренних полостей секций токопроводов, продувку их сжатым воздухом, проверку надежности крепления встроенных ТТ, проверку наличия и исправности уплотнений. Обнаруженные дефекты устраняют. Мегаомметром на 2500 В проверяют фазовую изоляцию секций.

Монтаж токопровода начинают в направлении от генератора к трансформатору. Монтаж узлов подключения к главным выводам генератора 800 МВт производят после предварительной установки первых секций токопровода, примыкающих к генератору, до монтажа гибких связей на выводах генератора. Монтаж подключения к генератору 500 МВт начинают до установки примыкающих к узлам секций токопроводов при

смонтированных гибких связей.

Секции токопровода устанавливают на опорные балки, выполняют их центровку с помощью стальных прокладок, расположенных под балками или швеллерами. Допустимые отклонения от проектных расстояний между экранами стыкуемых секций, между торцами стыкуемых шин при установке компенсаторов, смещение осей шин и экранов, излом осей должны соответствовать требованиям заводских инструкций. После установки секций до сварки шин и экранов смежных секций проверяют сопротивление изоляции в узлах установки токопровода на балках, которое должно быть не менее 0,1 МОм при измерении мегаомметром на 1000 В. Используя инвентарные леса, производят соединение шин и экранов полуавтоматической аргодуговой сваркой. Сварные швы окрашивают. Выполняют монтаж вентиляционной установки.

Для подачи питания от рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд в РУ СН 6—10 кВ и для соединения секций РУ СН между собой применяют комплектные токопроводы с разделением и без разделения фаз серий КЭШ, ТЗВ, ТЭКН, ТКЗ [1]. Такие токопроводы выпускают в виде прямых и угловых секций, представляющих собой стальной или алюминиевый кожух прямоугольной или цилиндрической формы, в котором смонтировали на опорных изоляторах все три фазы токопровода.

При монтаже блоков этих токопроводов производят осмотр и протирку изоляторов, проверяют изоляцию шин мегаомметром 2500 В и заменяют в случае необходимости отбракованные изоляторы.

Блоки устанавливают и крепят на рамах, проверяют плотность соединения кожухов. В местах стыков блоков производят сварку шин. Устанавливают на место и уплотняют крышки и люки кожухов.

Сборку секций токопровода рекомендуется начать с мест присоединения их к вводным шкафам КРУ или к выводам трансформатора собственных нужд.

В литературе приведены основные разделы ППЭР по монтажу комплектных токопроводов для ГРЭС с агрегатами 800 МВт [10].