

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ «БЕЛЭНЕРГО»

УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ «МИНСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
КОЛЛЕДЖ»

### МЕТОДИЧЕСКАЯ РАЗРАБОТКА

Методические указания по выполнению расчётно-конструктивной части  
дипломного проекта по специальности «Электрические станции»

Выполнил: преподаватель МГЭК  
Н.Н. Ядловский  
Рассмотрено и одобрено цикловой  
комиссией специальных  
электротехнических дисциплин  
Протокол № 1 от 30.08.2020  
Председатель цикловой комиссии

 Н.Н.Ядловский

Минск 2020

## ВВЕДЕНИЕ

Электростанция – это установка, предназначенная для получения электрической или электрической и тепловой энергии. В зависимости от вида используемых энергетических ресурсов электрические станции делятся на тепловые, гидравлические, атомные, ветряные, геотермические и др.. Наиболее широко распространены тепловые (ТЭС) и гидравлические станции (ГЭС).

Тепловыми называют такие электростанции, где тепловую и электрическую энергию благодаря сжиганию в топках или в самих двигателях твердого, жидкого или газообразного топлива. Тепловые электростанции делятся на конденсационные (КЭС) и теплофикационные (ТЭЦ).

Основными особенностями КЭС являются: удалённость от потребителей электроэнергии, что определяет в основном выдачу мощности на высоких и сверхвысоких напряжениях, и блочный принцип построения электростанции. Мощность современных КЭС такова, что каждая из них может обеспечить электроэнергией крупный район.

Теплофикационные электростанции – теплоцентрали (ТЭЦ) предназначены для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов электроэнергией и теплом. Являясь, как и КЭС, тепловыми электростанциями, они отличаются от последних использованием тепла «отработавшего» в турбинах пара для нужд промышленного производства, а также для отопления, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. При такой комбинированной выработке электроэнергии и тепла достигается значительная экономия топлива по сравнению с отдельным энергоснабжением, т.е. выработкой электроэнергии на КЭС и получением тепла от местных котельных. Поэтому ТЭЦ получили широкое применение в районах (городах) с большим потреблением тепла и электроэнергии.

Технологическая схема ТЭС состоит из нескольких систем: топливоподдачи; топливоприготовления; основного пароводяного контура вместе с парогенератором и турбиной; циркуляционного водоснабжения; водоподготовки; золоулавливания и золоудаления и электрической части станции.

Наибольшие электрические потери на КЭС имеют место в основном пароводяном контуре, а именно в конденсаторе, где отработанный пар, содержащий ещё большое количество тепла, затраченного при парообразовании, отдаёт его циркуляционной воде. Тепло с циркуляционной водой уносится в водоёмы, т.е. теряется. Эти потери в основном определяют КПД электростанции, составляющий не более 40-42 %.

Электроэнергия, вырабатываемая электростанцией, выдается на напряжении 110-750 кВ и лишь часть её отбирается на собственные нужды через трансформаторы собственных нужд, подключенные к выводам генератора.

Генераторы и повышающие трансформаторы соединяются в энергоблоки и подключаются к распределительному устройству высокого напряжения, которое выполняется открытым.

Специфика электрической части ТЭС определяется расположением электростанции вблизи центров электрических нагрузок. В этих условиях часть мощности может выдаваться в местную сеть непосредственно на генераторном напряжении. С этой целью на электростанции создаётся обычно генераторное распределительное устройство (ГРУ). Избыток мощности выдаётся в энергосистему на повышенном напряжении.

Существенной особенностью ТЭС является повышенная мощность теплового оборудования по сравнению с электрической мощностью электростанции. Это обстоятельство предопределяет больший относительный расход электроэнергии на собственные нужды, чем на КЭС. Размещение ТЭС преимущественно в крупных промышленных центрах, повышенная мощность теплового оборудования по сравнению с



### 3. ВЫБОР ДВУХ ВАРИАНТОВ СХЕМ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

При проектировании электроустановок составляется структурная схема выдачи энергии, на которой показываются основные функциональные части электроустановки (распределительные устройства (РУ), трансформаторы, генераторы) и связи между ними.

Структурная схема зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов), распределения генераторов и нагрузки между РУ разного напряжения и связи между этими РУ.

Структурные схемы КЭС выполняются с преимущественным распределением электроэнергии на повышенном напряжении. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами.

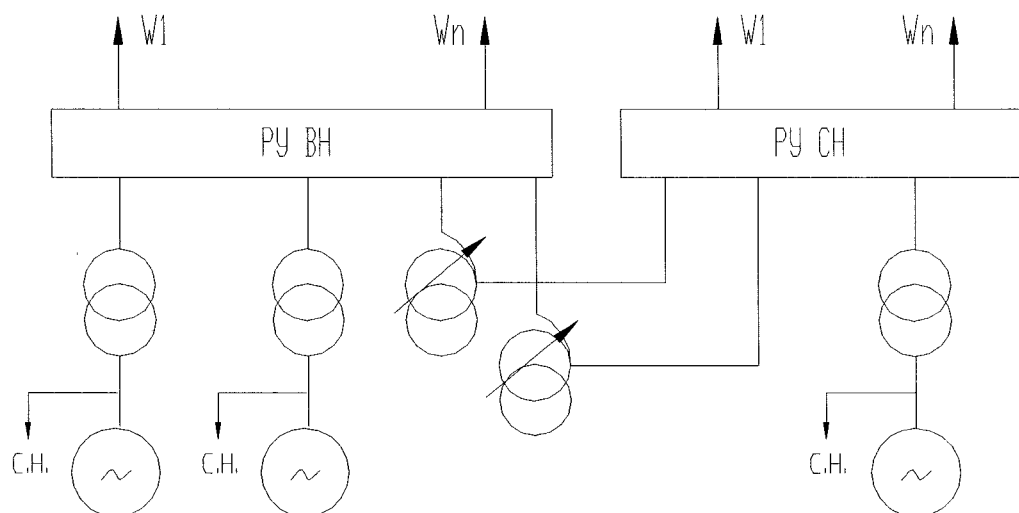


рис. 3.1 Схема выдачи электроэнергии КЭС

Согласно [4] п.1.2 при наличии на электростанции двух распределительных устройств повышенного напряжения связь между ними может выполняться с помощью автотрансформаторов, если мощность, отдаваемая на одном напряжении, составляет 15% и более мощности отдаваемой на другом напряжении. Если связей между линиями высшего и

среднего напряжения нет, то устанавливаются два автотрансформатора связи (рис. 3.1).

На ТЭЦ с генераторами до 63 МВт потребители электроэнергии, расположенные на расстоянии 3-5 км, могут получать электроэнергию на генераторном напряжении. В этом случае на ТЭЦ сооружается распределительное устройство генераторного напряжения (ГРУ). Число и мощность генераторов, присоединённых к ГРУ, должны быть такими, чтобы при останове одного генератора оставшиеся полностью обеспечивали питание потребителей.

При установке на ТЭЦ мощных генераторов 100 МВт и выше нецелесообразно присоединять их к ГРУ, т.к. это приведёт к значительному увеличению токов КЗ. Также, мощные генераторы имеют номинальное напряжение 13,8...20 кВ, а питание потребителей ГРУ осуществляется на напряжении 6...10 кВ. Мощные генераторы на ТЭЦ целесообразно присоединять непосредственно к РУ ВН в виде блоков генератор – трансформатор.

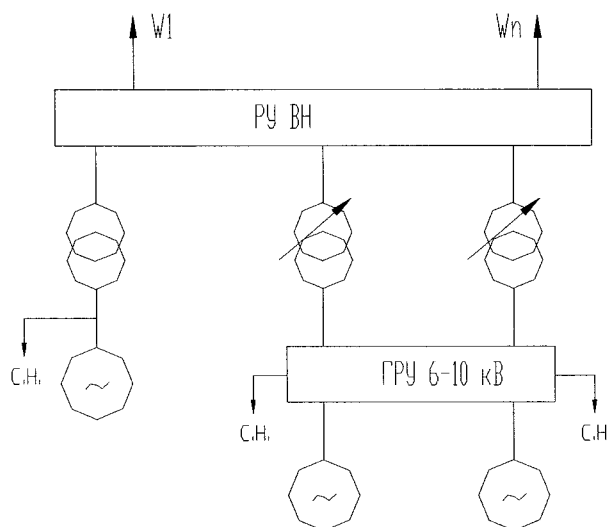


рис. 3.2 Схема выдачи энергии на ТЭЦ

При незначительной нагрузке (6-10 кВ) целесообразно блочное соединение генераторов с повышающими трансформаторами без поперечной связи на генераторном напряжении, что уменьшает токи КЗ и позволяет

вместо дорогостоящего ГРУ применит комплектное РУ для присоединения потребителей 6-10 кВ (рис. 3.3).

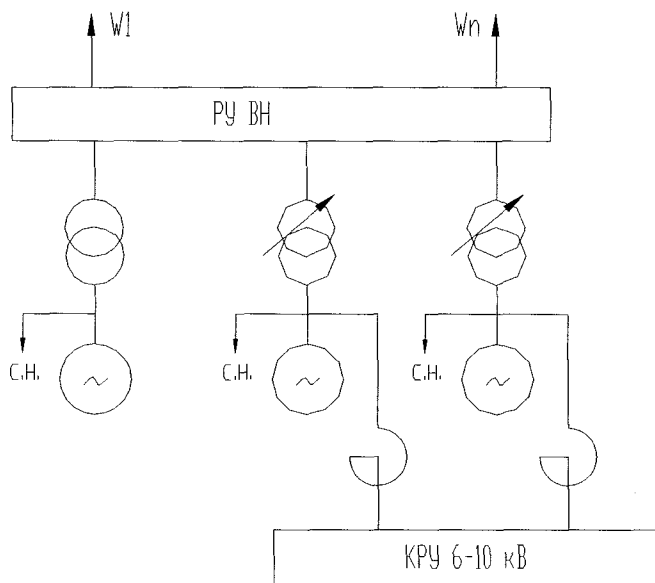


рис. 3.3 Схема выдачи энергии на ТЭЦ

Если вблизи ТЭЦ предусматривается сооружение энергоемких производств, то питание их может осуществляться по ВЛ 35-110 кВ. В этом случае на ТЭЦ предусматривается распределительное устройство среднего напряжения. Связь между РУ разного напряжения осуществляется с помощью трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов (рис. 3.4).

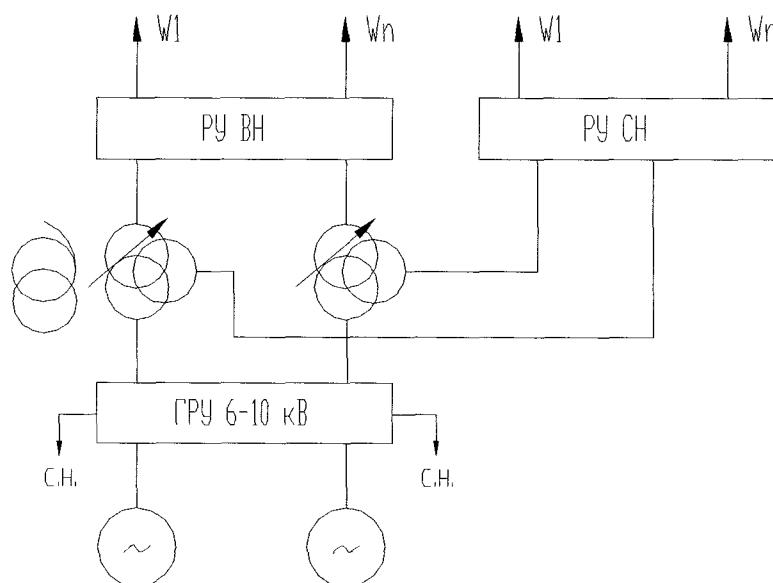


рис. 3.4 Схема выдачи энергии на ТЭЦ

Если на ТЭЦ установлены генераторы, значительно отличающиеся по мощности, то выдача энергии может осуществляться по схеме рис. 3.5.

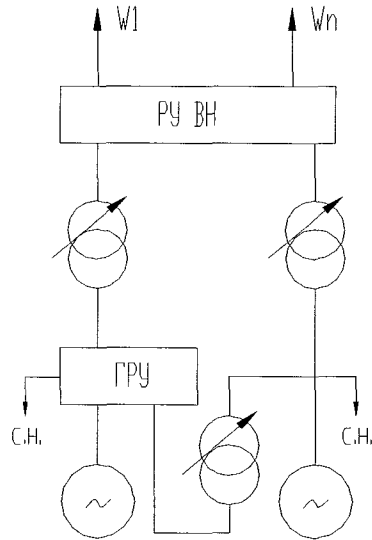


рис. 3.5

На рис. 3.6 приведены схемы приема и выдачи электроэнергии на подстанциях. Электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ ВН подстанции, потом трансформируется и распределяется между потребителями РУ НН (рис. 3.6, а). Узловые подстанции осуществляют питание потребителей и связывают отдельные части энергосистемы. В этом случае, на подстанции кроме РУ НН сооружают РУ ВН и РУ СН и устанавливают трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы (рис. 3.6, б).

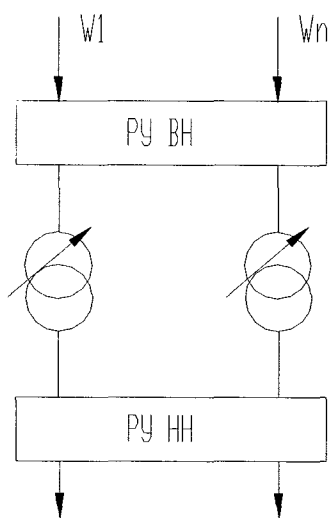


рис. 3.6, а

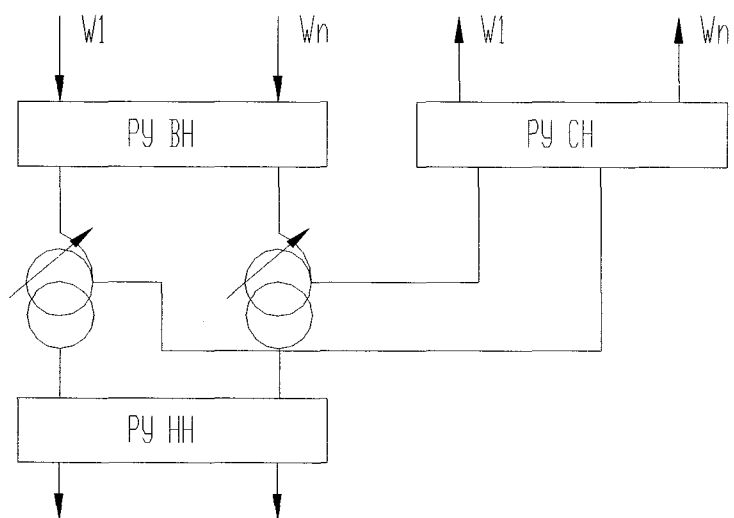


рис. 3.6, б



## 4. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ИЛИ ПОДСТАНЦИИ

### 4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов связи на КЭС

На мощных КЭС выдача электроэнергии в энергосистему происходит, как правило, на двух повышенных напряжениях. Связь между распределительными устройствами разного напряжения обычно осуществляется с помощью автотрансформаторов.

Мощность автотрансформаторов выбирается по максимальному перетоку между распределительными устройствами высшего и среднего напряжения, который определяется по наиболее тяжёлому режиму. Расчётная мощность определяется для трёх режимов: максимальная, минимальная нагрузка СН и отключение энергоблока, присоединённого к шинам СН при максимальной нагрузке потребителей. По наибольшей расчётной мощности выбирается номинальная мощность автотрансформатора с учетом допустимой перегрузки.

$$S_{am} \geq \frac{|S_{нб}|}{1,4} \quad (4.1)$$

$$S_{p1} \geq \sum_1^n \frac{P_2}{\cos \varphi_2} - \frac{P_{сн}}{\cos \varphi_{сн}} - \frac{P_{нагр, max}}{\cos \varphi_{нагр}} \quad (4.2)$$

где  $P_{нагр, max}$  и  $\cos \varphi_{нагр}$  – максимальная нагрузка и коэффициент мощности потребителей на шинах РУ СН;

$$S_{p2} \geq \sum_1^n \frac{P_2}{\cos \varphi_2} - \frac{P_{сн}}{\cos \varphi_{сн}} - \frac{P_{нагр, min}}{\cos \varphi_{нагр}}, \quad (4.3)$$

где  $P_{нагр, min}$  – минимальная нагрузка потребителей на шинах РУ СН;

$$S_{p3} \geq \sum_1^{n-1} \frac{P_2}{\cos \varphi_2} - \frac{P_{сн}}{\cos \varphi_{сн}} - \frac{P_{нагр, max}}{\cos \varphi_{нагр}}, \quad (4.4)$$

Трансформаторы на электростанциях принимаются трёхфазными. В случае невозможности поставки заводами трехфазных трансформаторов

необходимой мощности или при наличии трансформаторных ограничений допускается применение группы из трех однофазных.

Возможна установка автотрансформаторов в блоке с генератором. В этом случае мощность автотрансформатора выбирается с учетом коэффициента выгоды. Обмотка низшего напряжения рассчитывается на типовую мощность автотрансформатора:

$$S_{нн} = S_{мин} = k_{выг} S_{ном},$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность автотрансформатора по каталогу;  $k_{выг}$  – коэффициент выгоды,  $k_{выг} = \frac{U_в - U_с}{U_в}$ .

Так как обмотка низшего напряжения должна быть рассчитана на полную мощность генератора, то  $S_г \leq S_{мин} = k_{выг} S_{ном} \Rightarrow S_{ном} = S_г / k_{выг}$ . Коэффициент выгоды зависит от коэффициента трансформации и находится в пределах 0,33 – 0,667.

#### 4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов связи на ТЭЦ

На электростанциях, имеющих РУ генераторного напряжения, суммарная мощность трансформаторов, связывающих это РУ с РУ повышенного напряжения, должна обеспечить выдачу в сеть повышенного напряжения всей активной и реактивной мощности генераторов за вычетом нагрузок собственных нужд и нагрузок генераторного напряжения в период минимума последних, а также выдачу в сеть активной мощности, вырабатываемой по тепловому графику в нерабочие дни.

Мощность указанных трансформаторов определяется также условиями обеспечения потребителей, присоединенных к РУ генераторного напряжения, в период максимума нагрузок при выходе из работы наиболее мощного генератора, присоединенного к РУ генераторного напряжения. мощность трансформаторов выбирается также с учетом возможности питания потребителей в летний период, если при снижении тепловых нагрузок требуется остановка теплофикационных агрегатов.

Расчетная нагрузка на трансформатор связи:

1. Выдача избыточной мощности в энергосистему в период минимума нагрузки на шинах генераторного напряжения:

$$S_m \geq \sum_1^n \frac{P_g}{\cos \varphi_g} - \frac{P_{гру, мин}}{\cos \varphi_{ср}} - \frac{P_{сн}}{\cos \varphi_{сн}},$$

где  $P_{гру, мин}$  и  $\cos \varphi_{ср}$  – минимальная нагрузка шин генераторного напряжения и средний коэффициент мощности нагрузки;

2. Пропуск от энергосистемы недостающей мощности на шинах генераторного напряжения в момент максимальной нагрузки и при отключении одного из наиболее мощных генераторов:

$$S_m \geq \sum_1^{n-1} \frac{P_g}{\cos \varphi_g} - \frac{P_{гру, max}}{\cos \varphi_{ср}} - \frac{P_{сн}}{\cos \varphi_{сн}} - \frac{P_{с, max}}{\cos \varphi_c}$$

где  $P_{гру, max}$  – максимальная нагрузка шин генераторного напряжения;  $P_{с, max}$  и  $\cos \varphi_c$  – максимальная нагрузка и коэффициент мощности потребителей на среднем напряжении.

При аварийном отключении одного из двух параллельно работающих трансформаторов или при одновременном отключении одного генератора и одного трансформатора (наложение аварий) перегрузка оставшегося в работе не должна превышать 1,4.

### 4.3 Выбор блочных трансформаторов

Мощность, передаваемая через трансформатор, определяется с учетом различных значений  $\cos \varphi_g$ , нагрузки и потребителей собственных:

$$S_m \geq \frac{P_g}{\cos \varphi_g} - \frac{P_{сн}}{\cos \varphi_{сн}} - \frac{P_{нагр}}{\cos \varphi_{нагр}}, \quad (4.5)$$

где  $P_g$  и  $\cos \varphi_g$  – номинальная мощность и номинальный коэффициент мощности генератора;  $P_{сн}$  и  $\cos \varphi_{сн}$  – мощность и коэффициент мощности собственных нужд;  $P_{нагр}$  и  $\cos \varphi_{нагр}$  – активная нагрузка, присоединенная к ответвлению от энергоблока.

Если от энергоблока получают питание только собственные нужды, то

$$S_m \geq \frac{P_2}{\cos \varphi_2} - \frac{P_{сн}}{\cos \varphi_{сн}}, \quad (4.6)$$

Мощность трансформаторов для укрупненного блока (несколько генераторов с общим трансформатором) выбирается исходя из суммарной мощности генераторного блока.

Устройства для регулирования напряжения на двухобмоточных трансформаторах, работающих в блоке с генератором, не предусматриваются.

Количество блоков с трехобмоточными трансформаторами (автотрансформаторами) принимают не более двух.

Все повышающие трансформаторы (кроме двухобмоточных, включаемых в блоки с генераторами) и автотрансформаторы, как используемые в качестве трансформатора связи, так и включаемые в блоки с генераторами, должны иметь регулирование напряжения под нагрузкой на одном из напряжений (ВН и СН).

#### 4.4 Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях

На узловых понижающих подстанциях с двумя или тремя напряжениями устанавливают два трансформатора или автотрансформатора. Мощность каждого трансформатора (автотрансформатора) выбирается по суммарной нагрузке потребителей с учетом допустимой аварийной перегрузки:  $S_{ном} \geq 0,7S_{мах}$ ,

где  $S_{мах}$  – наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период 5 лет.

Понижающие трансформаторы и автотрансформаторы выбирают с таким соотношением мощностей, которое лучше всего соответствует заданным нагрузкам.

## 5. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ УПРОЩЕННЫХ СХЕМ РУ РАЗНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Электрические схемы тепловых электростанций должны быть составлены на основании требований НТП [4]:

1. Главная схема должна выбираться на основе утверждённого проекта развития энергосистемы, т.е. должны быть согласованы напряжения, на которых выдаётся электроэнергия, графики нагрузки на этих напряжениях, схема сетей и число отходящих линий, допустимые токи КЗ на повышенных напряжениях, требования в отношении устойчивости и секционирования сетей, наибольшая допустимая потеря мощности по резерву в энергосистеме и пропускная способность линии электропередачи.

2. На электростанциях с энергоблоками 300 МВт и более повреждение или отказ любого выключателя, кроме шиносоединительного и секционного, не должны приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий, если при этом сохраняется устойчивость энергосистемы. При повреждении шиносоединительного и секционного выключателя допускается потеря двух энергоблоков и линий, если при этом сохраняется устойчивость энергосистемы. При совпадении повреждения или отказа одного выключателя с ремонтом другого также допускается потеря двух энергоблоков.

3. Повреждение или отказ любого выключателя не должны приводить к нарушению транзита через шины электростанции, т.е. к отключению более одной цепи транзита, если он состоит из двух параллельных цепей.

4. Энергоблоки следует присоединять через отдельные выключатели и трансформаторы на стороне повышенного напряжения.

5. Отключение линий электропередачи должно производиться не более чем двумя выключателями, а энергоблоков и трансформаторов с.н. – не более чем тремя выключателями РУ каждого напряжения.

6. Ремонт выключателей напряжением 110 кВ и выше должен быть возможен без отключения присоединения.

7. Схемы РУ высокого напряжения должны предусматривать возможность секционирования сети или деления электростанции на самостоятельно работающие части с целью ограничения токов КЗ.

8. При питании от одного РУ двух РТСН должна быть исключена возможность потери обоих трансформаторов при повреждении или отказе любого выключателя.

В ГРУ 6-10 кВ применяются схемы с одной или двумя системами сборных шин в зависимости от особенностей электрической сети. Предпочтение отдается схеме с одиночной секционированной системой шин. Питание потребителей генераторного напряжения осуществляется через групповые одинарные реакторы и КРУ.

Сборные шины ГРУ секционируются по числу генераторов. Для ограничения токов трехфазного при единичной мощности генераторов 30 МВт и более в схеме предусматриваются секционные реакторы или трансформаторы связи с расщепленной обмоткой низшего напряжения; для ограничения токов однофазного КЗ на землю применяют частичное разземление нейтралей трансформаторов связи с системой с высшим напряжением 110-220 кВ.

Для уменьшения потерь при передаче мощности с одной секции на другую при остановке генератора предусматривают возможность шунтирования секционных реакторов разъединителем.

Для распределительных устройств с большим числом присоединений схемы применяются в зависимости от напряжения.

Для РУ 35-220 кВ при числе присоединений не более четырех рекомендуются [1, 4, 5] следующие схемы: блок трансформатор – линия (с выключателем или без него), схема мостика, схемы многоугольников (треугольника и четырехугольника).

Для РУ с большим числом присоединений применяются схемы: с одной секционированной и обходной системами шин, с двумя рабочими и обходной системой шин; для РУ 35 кВ обходная система шин не предусматривается. В РУ с двумя основными и третьей обходной системами шин при числе присоединений менее 12 системы шин не секционируются. При числе присоединений 12-16 секционируют одну рабочую систему шин; более 16 – обе рабочие системы шин.

Для РУ 330-750 кВ применяют следующие схемы: 3/2 выключателя на цепь, 4/3 выключателя на цепь, многоугольников и сдвоенных многоугольников.

В РУ 6-10 кВ подстанции применяется схема с одиночной секционированной системой шин без реакторов на линиях.

Для уменьшения токов КЗ рекомендуется применять: трехобмоточные трансформаторы с максимальным значением  $U_k, \%$ ; трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения; реакторы в цепях вводов 6-10 кВ.

При проектировании рассматривают возможные варианты схем РУ и выбирают рациональную схему на основании технико – экономического сравнения.

## 6. ТЕХНОКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ

Экономически целесообразный вариант определяется минимумом приведенных затрат.

$$Z = p_n \cdot K + I = \min, \quad (6.1)$$

где  $p_n=0,12$  - нормативный коэффициент экономической эффективности;  $K$  - капитальные вложения на сооружения электроустановки, тыс. руб.;  $I$  - годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.

Годовые эксплуатационные расходы складываются из расходов на амортизацию и потерь энергии.

$$I = \frac{\alpha_a + \alpha_p}{100} \cdot K + \Delta W_T \cdot \beta \cdot 10^{-3}, \quad (6.2)$$

где  $\alpha_a + \alpha_p$  % - отчисления на амортизацию и обслуживание, %;  $\Delta W_T$  - потери энергии в трансформаторах, кВт·ч;  $\beta$  - стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии, руб/кВт·ч.

Для электрооборудования до 150 кВ  $\alpha_a + \alpha_p = 6,4 + 3 = 9,4$  %;

220 кВ и выше -  $\alpha_a + \alpha_p = 6,4 + 2 = 8,4$  %.

Потери энергии в блочных трансформаторах

$$\Delta W_m = P_x \cdot T + P_k \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном},m}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (6.3)$$

Потери энергии в автотрансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ат}} = P_x \cdot T + P_{k,v} \cdot \left( \frac{S_{\text{нб},v}}{S_{\text{ном},v}} \right)^2 \cdot \tau_v + P_{k,c} \cdot \left( \frac{S_{\text{нб},c}}{S_{\text{ном},c}} \right)^2 \cdot \tau_c + P_{k,n} \cdot \left( \frac{S_{\text{нб},n}}{S_{\text{ном},n}} \right)^2 \cdot \tau_n, \quad (6.4)$$

где  $P_x$  и  $P_k$  - потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;  $S_{\text{нб}}$  - максимальная нагрузка трансформатора, МВ·А;  $S_{\text{ном}}$  - номинальная мощность обмоток трансформатора, МВ·А;  $T$  - продолжительность работы трансформатора,  $T=8760$  ч;  $\tau$  - продолжительность максимальных потерь, определяется по кривой рис. 5.6 [1] в зависимости от продолжительности использования максимальной нагрузки  $T_{\max}$ .



Капиталовложения  $K$  определяют по укрупненным показателям стоимости элементов схем. Результаты подсчета капиталовложений вносят в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 Капитальные затраты

Оборудование	Стоимость единицы, тыс.руб	I вариант		II вариант	
		Количество единиц, шт	Общая стоимость, тыс.руб	Количество единиц, шт	Общая стоимость, тыс.руб

Для автотрансформаторов коэффициент выгодности:

$$k_{\text{выг}} = \frac{U_{\text{в}} - U_{\text{с}}}{U_{\text{в}}}$$

Если мощность обмотки НН  $S_{\text{НОМ,Н}} \neq k_{\text{выг}} S_{\text{НОМ}}$ , то вместо  $k_{\text{выг}}$  в формулу для определения потерь мощности для отдельных обмоток следует подставить  $S_{\text{НОМ,Н}}/S_{\text{НОМ}}$ .

$$P_{\text{к.в}} = 0,5 \left( P_{\text{к,в-с}} + \frac{P_{\text{к,в-н}}}{(S_{\text{НОМ,Н}}/S_{\text{НОМ}})^2} - \frac{P_{\text{к,с-н}}}{(S_{\text{НОМ,Н}}/S_{\text{НОМ}})^2} \right),$$

где  $P_{\text{к,в-с}}$ ,  $P_{\text{к,в-н}}$ ,  $P_{\text{к,с-н}}$  – соответственно потери короткого замыкания пар обмоток, кВт.

$$P_{\text{к.с}} = 0,5 \left( P_{\text{к,в-с}} + \frac{P_{\text{к,с-н}}}{(S_{\text{НОМ,Н}}/S_{\text{НОМ}})^2} - \frac{P_{\text{к,в-н}}}{(S_{\text{НОМ,Н}}/S_{\text{НОМ}})^2} \right),$$

$$P_{\text{к.н}} = 0,5 \left( \frac{P_{\text{к,с-н}}}{(S_{\text{НОМ,Н}}/S_{\text{НОМ}})^2} + \frac{P_{\text{к,в-н}}}{(S_{\text{НОМ,Н}}/S_{\text{НОМ}})^2} - P_{\text{к,в-с}} \right).$$

Потери в нескольких параллельно работающих трансформаторах:

$$\Delta W_{m\Sigma} = n_m \cdot \Delta W_m.$$

После определения приведенных затрат определяют разницу между вариантами:  $\frac{3_2 - 3_1}{3_2} \cdot 100\%$ , при условии, что  $3_1 < 3_2$ .

## 7. ВЫБОР СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД И ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Нормальная работа электростанции возможна только при надёжной работе всех механизмов с.н., что возможно лишь при надёжном электроснабжении их. Потребители с.н. относятся к потребителям I категории.

Основными напряжениями, применяемыми в настоящее время в системе с.н., являются 6 кВ (для электродвигателей мощностью более 200 кВт) и 0,38/0,23 кВ для остальных электродвигателей и освещения.

Рабочие трансформаторы с.н. блочных ТЭС присоединяются отпайкой от энергоблока. Мощность этих трансформаторов определяется по:

$$S_{с/н} = \frac{P_{с/н\%} \cdot P_{ном,г}}{100 \cos \varphi_{с/н}},$$
 где  $P_{с/н}$  и  $\cos \varphi_{с/н}$  — нагрузка на с.н., % и коэффициент

мощности собственных нужд.

Выбор мощности рабочих трансформаторов с.н. производится с учётом числа и мощности потребителей с.н. На электростанциях с энергоблоками 300 МВт и более часть мощных механизмов с.н. (питательные насосы, дутьевые вентиляторы) может иметь турбопривод. Это значительно снижает расход электроэнергии на с.н.

Распределительное устройство с.н. выполняется с одной секционированной системой шин. Количество секций 6-10 кВ для блочных ТЭС принимается: две на каждый энергоблок (при мощности энергоблока более 160 МВт). Каждая секция или секции попарно присоединяются к рабочему трансформатору с.н.

Резервное питание секций с.н. осуществляется от резервных магистралей, связанных с пускорезервным трансформатором с.н. Для увеличения гибкости и надёжности резервные магистрали секционируются выключателями через каждые два-три энергоблока.

Согласно НТП число РТСН на блочных ТЭС без генераторных выключателей принимается: один – при двух блоках, два – при числе энергоблоков от трёх до шести. При большем числе энергоблоков предусматривается третий резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединённый к источнику питания, но установленный на электростанции и готовый к замене любого рабочего трансформатора с.н.

Если в схемах энергоблоков установлены генераторные выключатели, то число РТСН принимается: один – при двух блоках, один присоединённый и один готовый к замене,- при трех и более. Если часть энергоблоков с выключателями, а часть без выключателей, то число РТСН выбирается по первому условию. РТСН должны присоединяться к сборным шинам повышенного напряжения, которые имеют связь с энергосистемой по линиям ВН (на случай аварийного отключения всех генераторов электростанции). Это требование трудно выполнить, если связь с энергосистемой осуществляется по линиям 500-750 кВ. В этом случае РТСН присоединяются к шинам среднего напряжения (110,220 кВ) при условии, что они связаны через АТ с шинами ВН.

РТСН можно присоединять к обмотке НН АТ, если обеспечиваются допустимые колебания напряжения на шинах РУСН при регулировании напряжения АТ и условия самозапуска электродвигателей; при помощи ответвления от блока генератор-трансформатор с установкой генераторного выключателя.

РТСН на КЭС с энергоблоками 160 МВт и более присоединяются к разным источникам питания (РУ разных напряжений, разные секции сборных шин РУ одного напряжения, обмотки НН АТ).

Мощность каждого РТСН на блочных электростанциях без генераторных выключателей должна обеспечить замену рабочего трансформатора одного останова второго энергоблока и одновременно пуск или аварийный останов второго энергоблока. При этом мощность РТСН выбирается на ступень больше, чем рабочего. Если в схемах энергоблоков

установлены генераторные выключатели, то мощность РТСН принимается равной мощности рабочих трансформаторов. В любом случае мощность РТСН должна быть проверена по условиям самозапуска.

Для поддержания необходимого уровня напряжения на шинах с.н. трансформаторы имеют РПН. Схема соединения обмоток рабочих и резервных трансформаторов выбирается таким образом, чтобы возможно было их кратковременное параллельное включение в моменты перехода с рабочего на резервное питание и наоборот.

Применение трансформаторов с расщеплённой обмоткой и раздельная работа секций 6 кВ приводят к ограничению тока КЗ до такого значения, которое позволяет применить ячейки КРУ.

Рабочие трансформаторы с.н. на ТЭЦ со сборными шинами генераторного напряжения присоединяются к соответствующим секциям ГРУ. Рабочие трансформаторы с.н. блоков присоединяются к отпайкам токопроводов генераторного напряжения.

Резервное питание секций с.н. осуществляется от резервных магистралей, связанных с пускорезервным трансформатором с.н. (РТСН). Резервный трансформатор должен обеспечить замену наиболее крупного источника и одновременно пуск одного котла или турбины. Мощность РТСН должна быть не меньше мощности любого рабочего ТСН. Резервный трансформатор при схеме с одной системой сборных шин присоединяется отпайкой к трансформатору связи.

## 8. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчёты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования. Составляем электрическую схему замещения и задавшись базисными условиями определяем параметры схемы замещения.

$$\text{Линии: } X_l = X_{уд} \cdot \ell \cdot \frac{S_b}{U_{cp}^2};$$

где  $X_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление линии электропередачи,  $X_{уд}$ , Ом/км, выбираем по [1, табл. 3.3];  $U_{cp}$  – среднее напряжение в месте установки линии, кВ;  $\ell$  – длина линии, км;

$$\text{Трансформаторы: } X_m = \frac{U_{к\%} \cdot S_b}{100 S_{ном,т}}$$

где  $U_{к\%}$  – напряжение КЗ трансформатора, [1, табл. П2.4 - П2.7];  $S_{ном,т}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

$$\text{Генераторы: } X_g = X_d'' \frac{S_b}{S_{ном,г}}$$

где  $X_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, отн.ед.;  $S_{ном,г}$  – номинальная мощность генератора, МВ·А.

Для расчёта токов КЗ выбираем секционные реакторы.

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

Номинальное напряжение выбирают в соответствии с номинальным напряжением установки:  $U_{ном} \geq U_{уст}$ .

Номинальный ток реактора не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен:

$$I_{ном} \geq I_{мах} = 0,7 I_{ном,г};$$

Сопrotивление секционного реактора выбирается из условий наиболее эффективного ограничения токов КЗ при замыкании на одной из секций. Оно принимается таким, что падение напряжения на реакторе при протекании по нему номинального тока достигает 0,08-0,12 номинального напряжения, т.е.

$$X_p = (0,08 \div 0,12) \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{ном}}, \text{ Ом.}$$

По таблице ПЗ.10[1] выбираем реактор, для которого  $X_{p*} = X_p \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}$ .

Путем последовательных преобразований упрощаем электрическую схему замещения для заданных точек КЗ. Результаты расчета сводим в таблицу 8.1 (приведен пример заполнения данной таблицы).

Таблица 8.1. Результаты расчета токов КЗ

Место повреждения	Мощность ветви МВ·А	Хрез	Iб, кА	Iпо, кА	ky	iy, кА	Ta, с
Шины 220 кВ, т. К 1	$S_{c=\infty}$	0,68	2,5	3,68	1,717	8,84	0,03
	$S_{\Gamma_{1,2}}=150$	1,69		1,6	1,955	4,38	0,25
	$S_{\Gamma_{3,4}}=376,4$	0,88		3,21	1,965	8,83	0,26
Итого в точке К 1			2,5	8,49	-	22,05	-

Подробно методика расчета токов КЗ изложена в [1].

## 9. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ДЛЯ ЗАДАННЫХ ЦЕПЕЙ И ПО НОМИНАЛЬНЫМ ПАРАМЕТРАМ

Электрические аппараты выбираются по расчетным условиям нормального режима с последующей проверкой их работоспособности в аварийных режимах. Расчетные величины должны быть меньше или равны номинальным (каталожным) параметрам. Электрические параметры выбираются по номинальному напряжению, роду установки и конструктивному исполнению. По номинальному току выбирают те аппараты, по которым протекают рабочие токи (выключатели, разъединители, отделители, реакторы, трансформаторы тока).

Таблица 9.1 Условия выбора выключателей и разъединителей:

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель	Разъединитель
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{ном}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max}$	$I_{ном}$	$I_{ном}$
$I_{пт} \leq I_{отк,ном}$	$I_{пт}$	$I_{отк,ном}$	-
$i_{ат} \leq i_{а,ном}$	$i_{ат}$	$i_{а,ном}$	-
$I_{по} \leq I_{дин}$	$I_{по}$	$I_{дин}$	-
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд}$	$i_{дин}$	$i_{дин}$
$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$	$B_k = I^2 n_o (t_{отк} + T_a)$	$I_t^2 \cdot t_t$	$I_t^2 \cdot t_t$

### Выбор гибких шин

Расчетный ток продолжительного режима в цепи трансформатор – шины определяется по наибольшей электрической мощности.

$$I_{max} \leq I_{дон}$$

Согласно [3, табл. 2.5.6] В качестве материала для сборных шин используем сталеалюминиевые провода марки АС (диаметр провода принимаем по условию образования короны). По таблице ПЗ.3 [1] принимаем провод

марки АС. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами  $D$ , см.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, если шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка шин на сжигание не производится, если  $I_{по,к} < 20$  кА.

Проверка по условию коронирования.

Начальная критическая напряженность:

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}} \right),$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m=0,82-0,85$ );  $r_o$  – радиус провода, см.

Напряженность вокруг провода (для проводов без расщепленных фаз):

$$E = \frac{0,354U}{r_o \cdot \lg \frac{1,26D}{r_o}}$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ, т.к. на шинах электростанции поддерживается напряжение  $(1,05-1,1)U_{ном}$ ;  $D$  – расстояние между соседними фазами.

Условие проверки:  $1,07E \leq 0,9E_o$ .

Токоведущие части от выводов трансформатора до сборных шин выполняем гибкими проводами. Сечение выбираем по экономической плотности тока  $jэ$ , А/мм<sup>2</sup> [1, табл.4.5].

$$qэ = I_{норм} / jэ, \text{ мм}^2.$$

Проверяем провода по допустимому току:

$$I_{max} < I_{доп}, \text{ А}.$$



### Выбор сборных шин 10 кВ

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах РУ по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по максимальному току:

$$\text{Наибольший ток в цепи генератора: } I_{\max} = \frac{S_{\text{ном,г}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 0,95}$$

Принимаем коробчатые алюминиевые шины  $I_{\text{доп}}$ , А по табл. П 3.5[1]. По условию нагрева в продолжительном режиме  $I_{\max} < I_{\text{доп}}$  шины проходят.

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C}.$$

*Проверяем шины на механическую прочность.* Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчёт производим без учёта колебательного процесса в механической конструкции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жёстко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления  $W_{yo-yo}$ , см<sup>3</sup>. При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчётную формулу принимаем по табл.4.3[1]:

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \frac{i_y^2 \cdot \ell^2}{a W_{yo-yo}} \cdot 10^{-8}.$$

Шины механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ , где  $\sigma_{\text{доп}}$ -допустимое механическое напряжение в материале шин.

### Выбор сборных шин собственных нужд

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах РУ по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по максимальному току:  $I_{\max} = \frac{S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ .

Принимаем однополосные шины алюминиевые по табл. П 3.4[1]. По условию нагрева в продолжительном режиме  $I_{\max} < I_{\text{доп}}$ .

Минимальное сечение по условию термической стойкости.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{91}, \text{ С-принимается по табл. 3.14[1], } q > q_{\min}.$$

Проверяем шины на механическую прочность.

Определяем пролёт  $\ell$  при условии, что частота собственных колебаний будет

$$\text{больше 200 Гц: } \ell^2 \leq \frac{173.2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

Если шины на изоляторах расположены плашмя, то по таблице 4.1 [1]:

$$J = \frac{bh^3}{12} \text{ см}^4.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 \cdot \ell^2}{W a}, \text{ где } W = \frac{bh^2}{6}.$$

Шины механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ .

### Выбираем сечение кабеля в цепи линии 10 кВ

Выбираем кабель марки ААШв, 10 кВ, трёхжильный. Определяем экономическое сечение:

$$q_{\text{э}} = I_{\text{норм}} / j_{\text{э}}.$$

По условиям монтажа принимаем два кабеля,  $I_{\text{доп, ном}}$ , А. Длительно допустимый ток на два кабеля:  $I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot 2$ , что должно быть больше  $I_{\text{мах}}$ , А.

По каждому кабелю проходит ток КЗ:  $I_{\text{по}}/2$ , тогда тепловой импульс тока КЗ:  $W_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Минимальное сечение по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{91}, \text{ где С - принимаем по [1, таблица 3.14], } q > q_{\min}.$$

### Выбор комплектного токопровода в цепи генераторов

От выводов генератора до фасадной стены главного корпуса токоведущие части выполнены комплектным пофазно-экранированным токопроводом [2, табл.9.13]

Проверяем токопровод.

По нагреву:  $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$ ;

По динамической стойкости:  $i_y \leq i_{\text{дин}}$ .

### 13. ОПИСАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА.

В графической части проекта на одном листе вычерчивается конструктивный чертеж распределительного устройства (согласно заданию). При выборе конструкций РУ необходимо пользоваться типовыми проектами. В пояснительной записке должно быть описание конструкции. В описании конструкция указывается следующее:

- а) тип распределительного устройства, напряжение, название ячеек;
- б) тип и марка установленного оборудования (разъединителей, выключателей, ТТ, ТН, разрядников и т.д.);
- в) размещение оборудования по этажам, название коридоров, камер, туннелей, перекрытий, перегородок и т.д.;
- г) типы ошиновки и токопроводов.

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМЫ ГЛАВНЫХ СОЕДИНЕНИЙ.

Графическая часть проекта выполняется на листах ватмана формата А-1. На первом листе вычерчивается разработанная главная схема электрических соединений, на которой указываются параметры основного оборудования, типы всех электрических аппаратов, измерительных приборов, выбранных в проекте. На втором листе вычерчиваются конструктивные чертежи одного из РУ, согласно заданию.

Чертежи должны выполняться в соответствии с требованиями действующих ГОСТов и ЕСКД.

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ ЧЕРТЕЖА

На чертеже главной схемы соединений должны быть показаны: генераторы, трансформаторы (силовые и измерительные), отходящие линии, сборные шины РУ всех напряжений, выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, реакторы, предохранители и токоведущие части РУ. Кроме того, на ней рядом с основным оборудованием показываются все относящиеся к нему контрольно-измерительные приборы [1].

Все электрические аппараты на главной схеме электрических соединений показываются условными графическими обозначениями.

Главная схема электрических соединений изображается при отсутствии тока во всех цепях. Все коммутационные аппараты (включатели, разъединители, короткозамыкатели, отделители, заземляющие ножи) показываются в отключенном положении.

Взаимное расположение частей схемы электрических соединений на чертеже должно быть наглядным, удобным для чтения, с минимально

возможным числом пересечений и равномерным заполнением листа, чтобы четко были видны идеи, заложенные в данную схему.

Главная схема электрических соединений станции должна полностью соответствовать принятым конструктивным решениям. Следует стремиться, чтобы расположение присоединений к сборным шинам РУ на главной схеме соответствовало их расположению в принятой конструкции [лист 2]. Для облегчения проектирования необходимо использовать примеры выполнения главных электрических схем соединений, приведенных в [1,5].

Схемы цепей генераторов зависят от их типа и мощностей. В [2] показаны схемы соединений нулевых выводов различных генераторов с установленными в них измерительными ТТ.

Силовые трансформаторы изображаются со схемами соединений их обмоток. Обычно трансформаторы (блочные, связи и понижающих подстанций) имеют группу соединений  $Y_n/\Delta$ -II. Нулевые выводы силовых трансформаторов соединяются с землей по схеме, соответствующей режиму работы нейтрали сети. Нулевые точки силовых трансформаторов 110-220 кВ заземляются через разъединитель. Так как изоляция нулевых выводов указанных трансформаторов позволяет работу с изолированной нейтралью, то для снижения уровней однофазных КЗ в отдельных случаях на части трансформаторов станции их нейтрали заземляются. В таком режиме для защиты изоляции трансформатора от атмосферных перенапряжений должен быть предусмотрен ОПН, включаемый параллельно разъединителю. При выборе указанных разъединителей и ОПН их рабочее напряжение принимается на класс меньше напряжения высокой стороны трансформатора.

Нулевые выводы автотрансформаторов и трансформаторов напряжением 330 кВ и выше заземляются наглухо.

Группы соединений трансформаторов СН зависят от сдвига фаз между напряжениями 6 кВ рабочих и резервных трансформаторов. При наличии сдвига фаз (когда питание резервных трансформаторов СН осуществляется от сборных шин высокого напряжения или от обмоток низшего напряжения

автотрансформатора связи) рабочие трансформаторы СН должны иметь нулевую группу соединений, а резервные - одиннадцатую. При отсутствии сдвига фаз - рабочие и резервные трансформаторы должны иметь одинаковую группу соединений.

Для соединения выводов турбогенераторов с повышающими силовыми трансформаторами устанавливают экранированные токопроводы. Применение экранированных токопроводов обязательно для всех турбогенераторов 160 и выше.

Сборные шины РУ на главной схеме изображают двумя линиями. Они чертятся такой длины, чтобы можно было разместить все присоединения. Присоединения к сборным шинам komponуют таким образом, что бы исключить по шинам большие перетоки мощности. Поэтому присоединения трансформаторов (блока или связи) должны чередоваться с отходящими линиями, а шиносоединительные и обходные выключатели располагаются в средней части шин. Здесь же устанавливают шинные ограничители перенапряжений и трансформаторы напряжения без выделения для них отдельных ячеек. При секционных системах шин присоединения размещают так, чтобы нагрузка по секциям была одинаковой.

При большом количестве однотипных присоединений на каждой секции сборных шин или групповой сборке линейных реакторов разрешается показывать только 2-3 присоединения, изобразив на шинах место разрыва, а действительное число присоединений указывается подписью.

Для обеспечения безопасности людей при проведении ремонтных работ на оборудовании электрических станций необходимо ремонтируемую цепь отключить и создать видимый разрыв и заземлить. Это осуществляется при помощи выключателей и разъединителей с заземляющими ножами.

Число и размещение разъединителей в цепях присоединений определяется их назначением. Места установки заземляющих ножей на разъединителях намечаются исходя из условий возможности заземления при ремонтах любых участков электростанции. Обычно заземляющие ножи

предусматриваются с двух сторон на линейных разъединителях\* шинных разъединителях трансформаторов напряжения и разъединителях секционных выключателей. На шинных разъединителях других присоединений, генераторных разъединителях - заземляющие ножи устанавливаются только со стороны выключателя.

Измерительные трансформаторы тока в сетях с заземленной нейтралью устанавливаются в трех фазах каждой цепи схемы. В установках с изолированной нейтралью ТТ могут предусматриваться в двух фазах, если применяемые виды релейных защит не требуют питания от трех фаз.

Каждый трансформатор тока напряжением 6-24 кВ выполняется с двумя вторичными обмотками, 35-110 кВ - с тремя, 220 кВ - с четырьмя, а 330 кВ и выше - с четырьмя, пятью.

Количество ТТ в каждой цепи определяется по [2] и зависит от назначения цепи, вводов защит и других факторов.

На электростанциях (подстанциях) обычно используются встроенные в аппараты ТТ. Они имеются в нулевых выводах всех трансформаторов и автотрансформаторов (типа ТВТ) и генераторов мощностью более 300 МВт (типа ТВМ, ТГВ, ТВВ). Встроенные ТТ предусматриваются в линейных вводах высшего и среднего напряжения силовых трансформаторов и автотрансформаторов (ТВТ).

Недостающие ТТ устанавливаются отдельно стоящими. При этом их место размещения выбирается так, чтобы их вывод в ремонт производился совместно с выключателями цепей (до выключателя со стороны генератора, трансформатора или линии).

Трансформаторы напряжения обычно устанавливаются: в цепях генераторов два или три комплекта однофазных трансформаторов типа ЗНОЛ .06.); на выводах генераторного напряжения трансформаторов связи два однофазных; на секциях сборных шин всех напряжений - один пятистержневой типа НАМИТ или комплект однофазных ЗНОЛ.06; на каждой сборке групповых линейных реакторов - два однофазных ТН,

включенных по схема неполного треугольника (для питания счетчиков линии); в цепях каждой ЛЭП-330 кВ и выше - комплект однофазных трансформаторов.

Вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения всегда заземляются. Поэтому на схемах это заземление (заземление безопасности) можно не показывать. Рабочее же заземление первичной обмотки у ТН с заземленным выводом показывается обязательно.

В главной схеме необходимо предусмотреть защиту от атмосферных и коммутационных перенапряжений, возникающих при ударах молнии в электрическую установку или вблизи нее в землю.

Коммутационные перенапряжения в РУ 330 кВ и ниже ограничиваются до допустимых величин выбором рационального способа заземления нейтрали трансформаторов, применением благоприятных схем электрических соединений и параметров оборудования. В РУ более высокого напряжения, особенно при наличии длинных линий, в ряде случаев необходимо принудительное ограничение коммутационных перенапряжений путем применения выключателей с шунтирующими сопротивлениями, коммутационных разрядников и искрового присоединения реакторов поперечной компенсации [2].

Защита оборудования станции и подстанции от атмосферных перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжений (ОПН), параметры которых приведены в [2].

ОПН размещаются в РУ напряжением до 330 кВ на сборных шинах и присоединяются к ним совместно с ТН через общий разъединитель. В РУ более высокого напряжения ОПН подключаются ко всем питающим и отходящим линиям без разъединителя. ОПН устанавливаются на выводах высшего и среднего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов), удаленных от РУ на расстояний более 16 метров.

На отходящих линиях электропередач 35 кВ и выше показываются аппараты высокочастотной обработки (конденсаторы связи, фильтры



присоединения и заградители) отдельных фаз для образования каналов связи по проводам ЛЭП.

Конденсатор связи создает путь для токов высокой частоты от приемопередатчика в линию и одновременно отделяет приемопередатчик от высокого напряжения промышленной частоты линии.

Фильтр присоединения согласовывает входное сопротивление высокочастотного кабеля с входным сопротивлением линии, соединяет конденсатор связи с землей, образуя, таким образом, замкнутый контур для токов высокой частоты.

Заградитель преграждает выход токов высокой частоты за пределы линии.

Высокочастотную обработку всех трех фаз выполняют на ЛЭП 330 кВ и выше. При меньших напряжениях обработка выполняется на двух, реже - одной фазе.

Если при разработке главной схемы соединений выясняется, что какой либо аппарат не был выбран, то необходимо выполнить дополнительные расчеты.

На чертеже главной схемы рядом с условными обозначениями аппаратов слева или сверху от них приводятся номенклатурные обозначения типов, номинальные параметры и другие характеристики. Все надписи рекомендуется выносить "в рамочках", как это принято в проектных организациях, чтобы они не затемняли схему. Надписи выполняются для одного присоединения каждого типа.

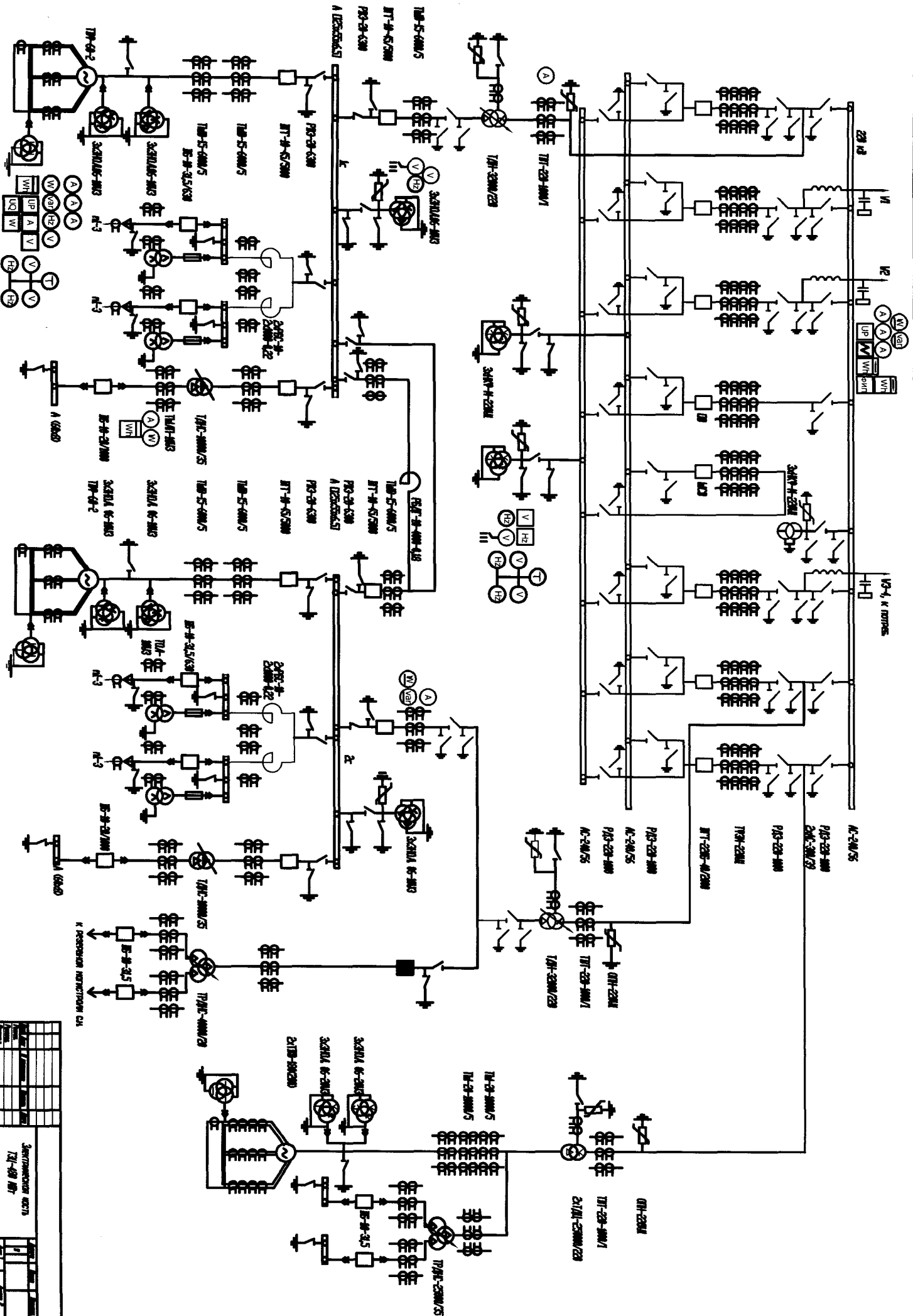
У сборных шин указываются номинальное напряжение, материал и сечение, на токопроводах - тип, материал и сечение токоведущей части.

Полностью выполненный чертеж в правом нижнем углу должен иметь штамп установленной формы.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева «Электрооборудование сетей, станций и подстанций. » - М: Инфра-Инженерия, 2018 г
- 2 Л.Д. Рожкова, Л.К.Корнеева,Т.В.Чиркова «Электрооборудование станций и подстанций. » - М: Академия, 2013 г.
- 3.Д. Рожкова, В.С. Козулин «Электрооборудование станций и подстанций. » - М: Энергоатомиздат, 1987 г.
- 4Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков «Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования » - М.: Энергоатомиздат, 2014 г.
- 5Нормы технологического проектирования понижающих подстанций 35 + 750кВ. "Белэнерго", 2008г.
- 6Двоскин Л.И. Схемы конструкций распределительных устройств "Энергия", 1985





СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР	№	ДАТА	ПОДПИСЬ
СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР	№	ДАТА	ПОДПИСЬ
СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР	№	ДАТА	ПОДПИСЬ
СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР	№	ДАТА	ПОДПИСЬ
СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР	№	ДАТА	ПОДПИСЬ
СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР	№	ДАТА	ПОДПИСЬ
СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР	№	ДАТА	ПОДПИСЬ
СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР	№	ДАТА	ПОДПИСЬ
СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР	№	ДАТА	ПОДПИСЬ
СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР	№	ДАТА	ПОДПИСЬ

СЕРТИФИКАЦИОННЫЙ ЦЕНТР  
 № 123-456  
 ДАТА: 15.08.2023  
 ПОДПИСЬ: И.И. Иванов

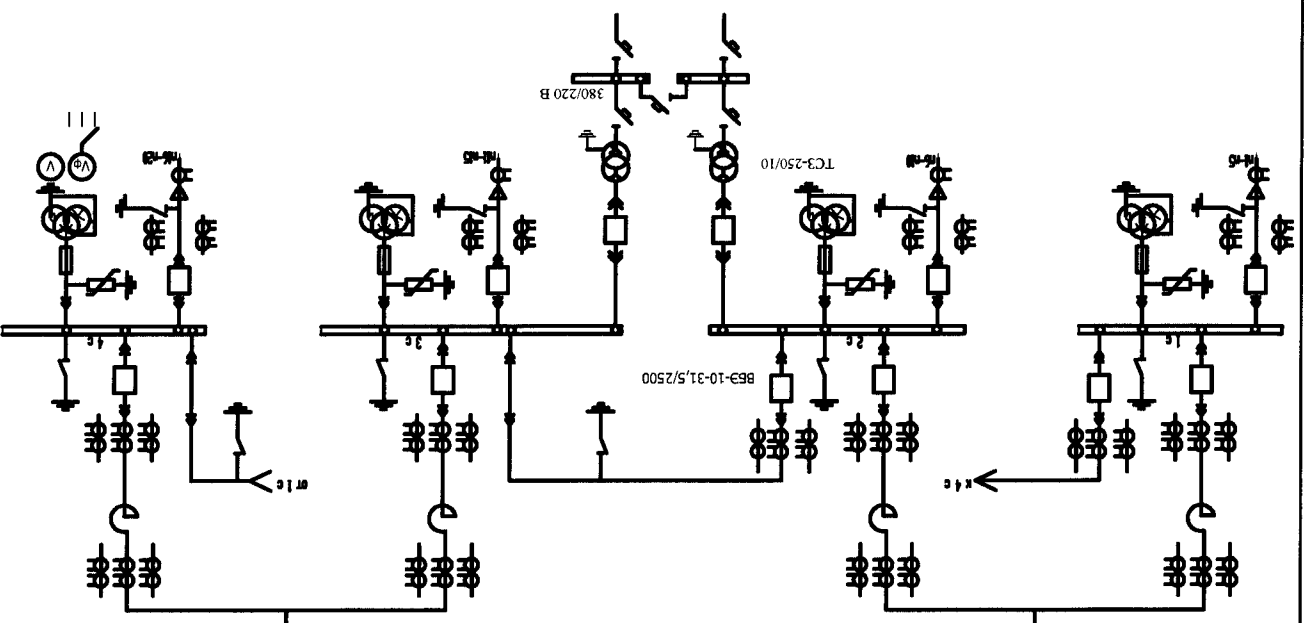
ЭЛЕМЕНТЫ СХЕМАТА		№	ИЗМЕНЕНИЯ	ПОДПИСЬ	ДАТА
1	2	3	4	5	6

ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОММУНАЛЬНАЯ  
СЛУЖБА

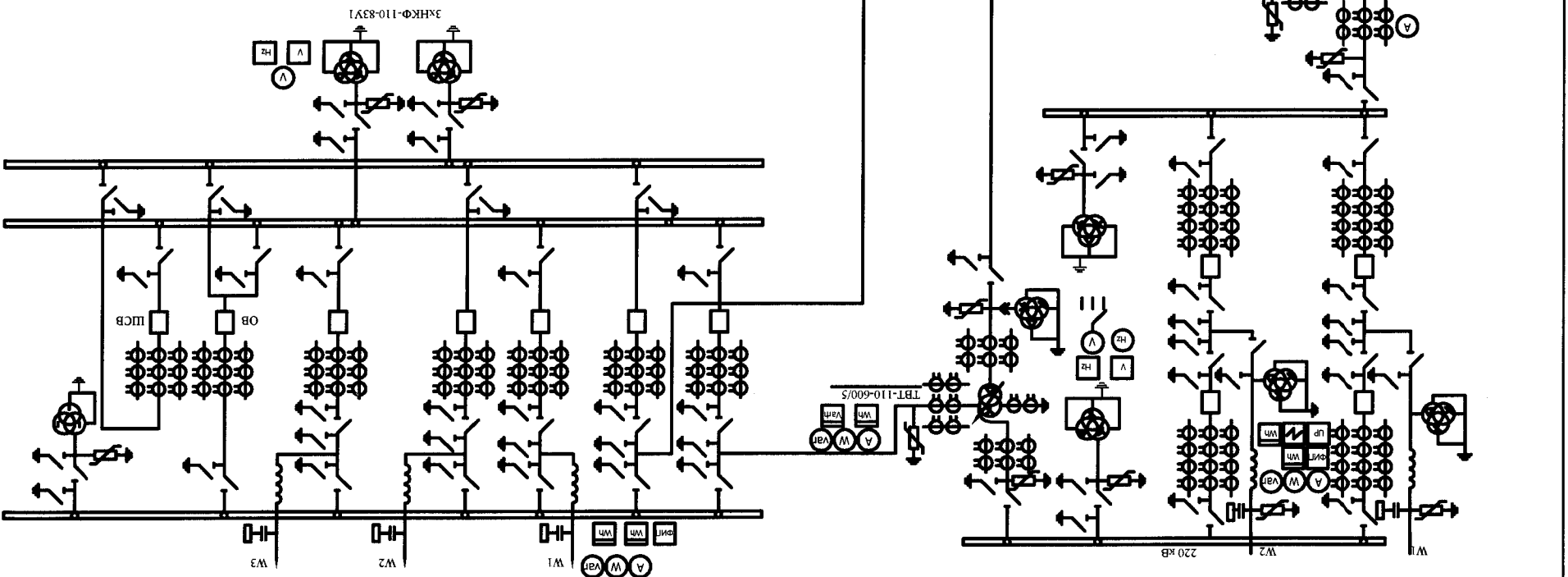
№ 220/220 В

ЭЛЕМЕНТЫ СХЕМАТА

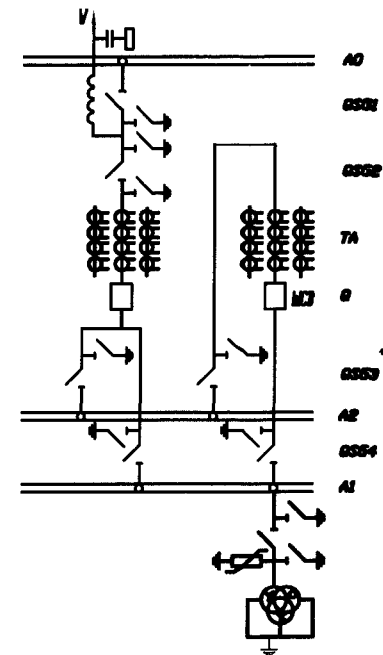
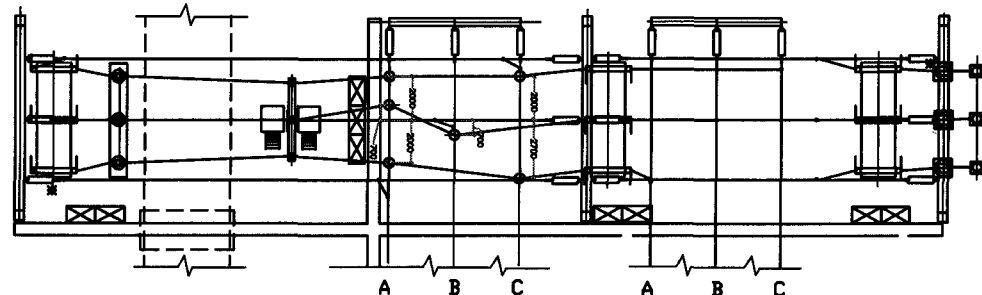
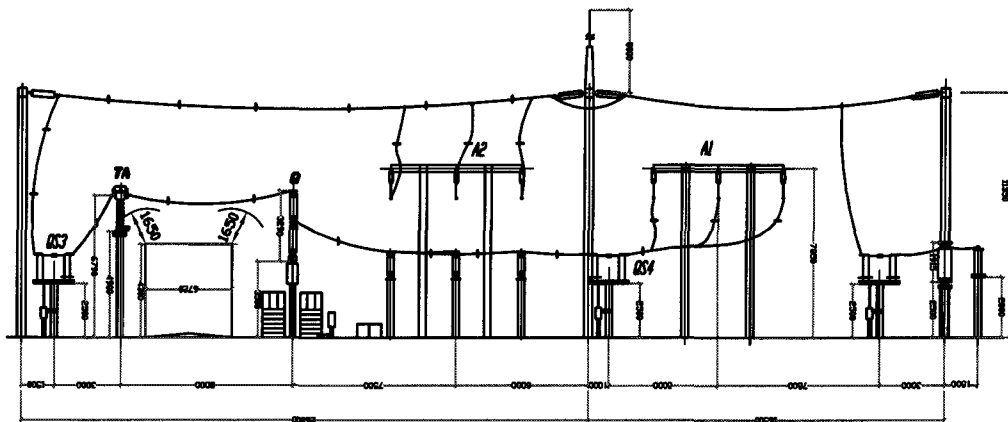
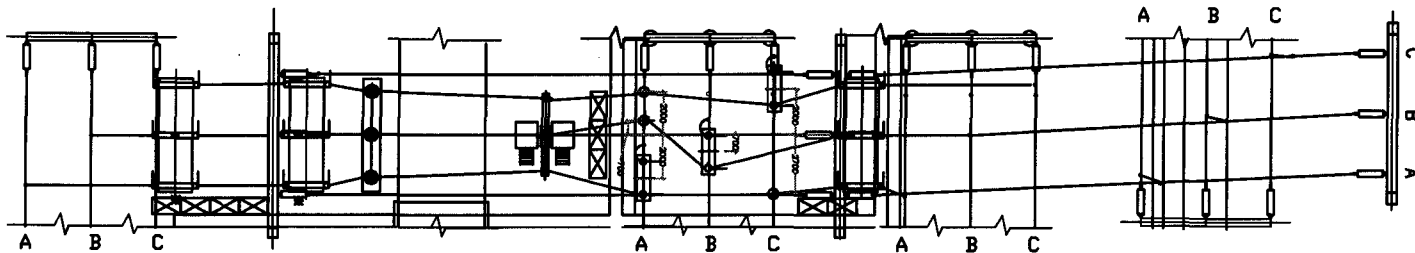
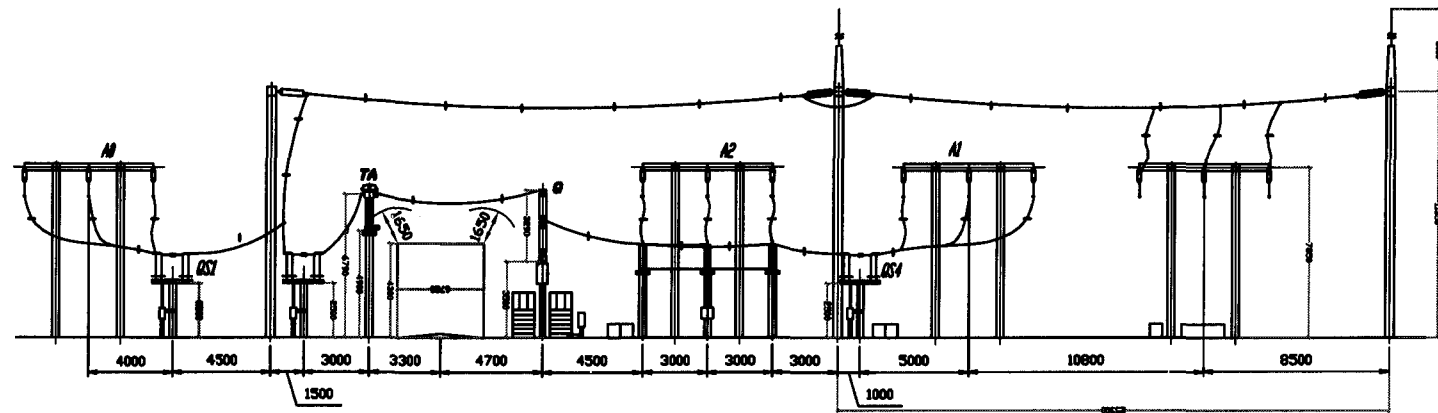
- 3ЖНФ-110-83V1
- 2А (100x8)
- ББ-10-31,5/2500
- ТМЛ-10-3000/5
- РБ-10-2500-0,14



- ТРТ-10-5000/5
- АТМТН-125000/220/110

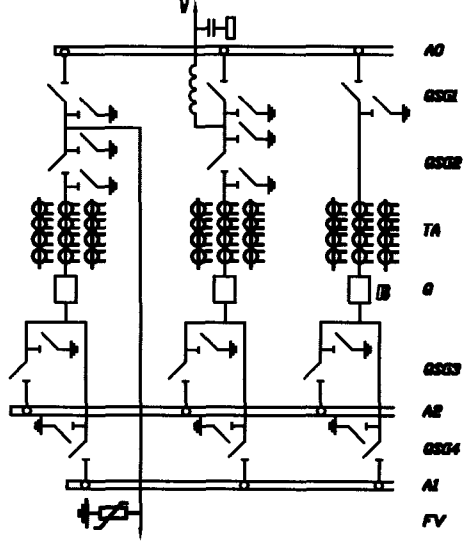
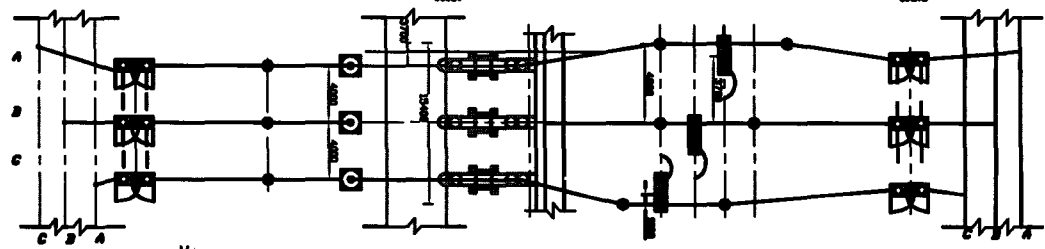
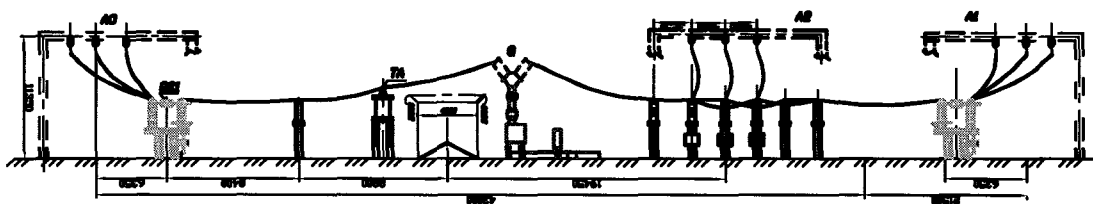
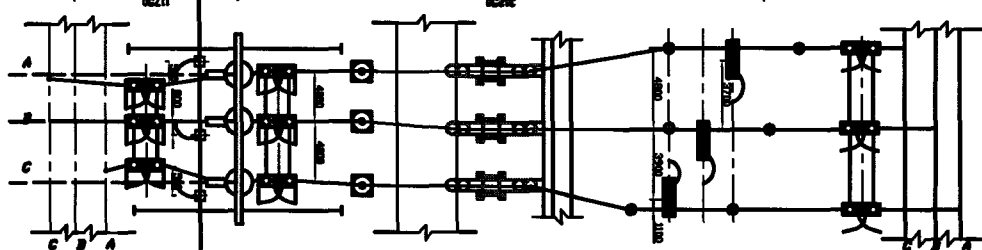
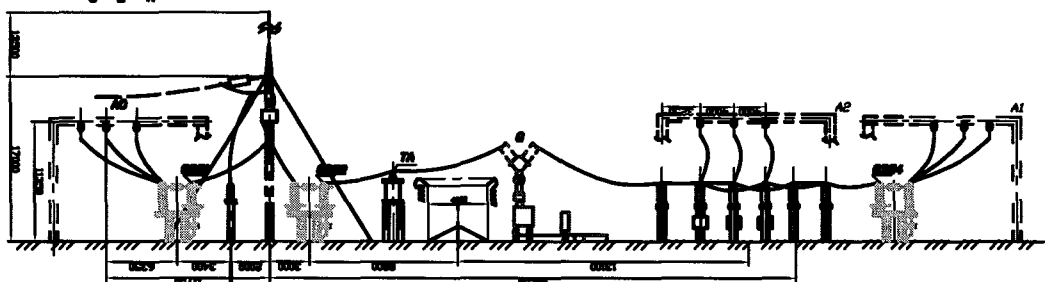
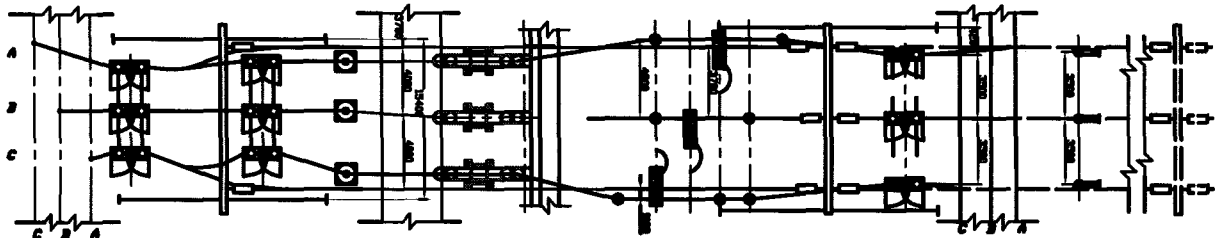
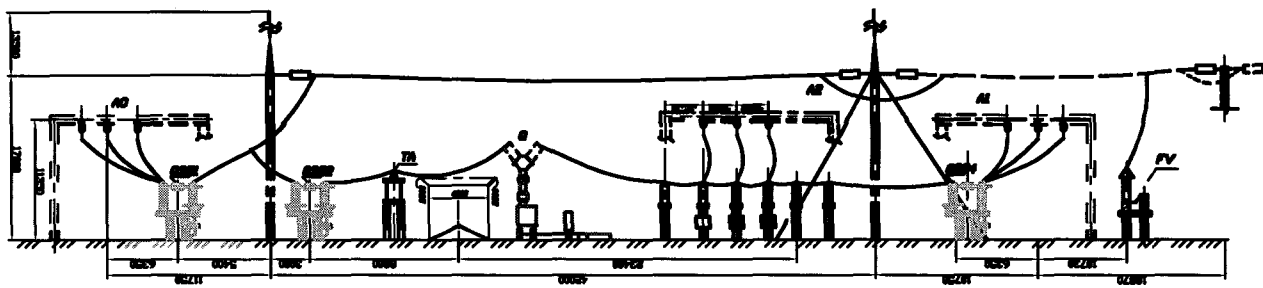


- АС-150/24
- РДЗ-110-1000
- АС-150/24
- РДЗ-110-1000
- БТ-110Б-40/2000
- ТФМ-110V1
- 3ЖНФ-110-83V1
- РДЗ-110-1000
- АС-150/24



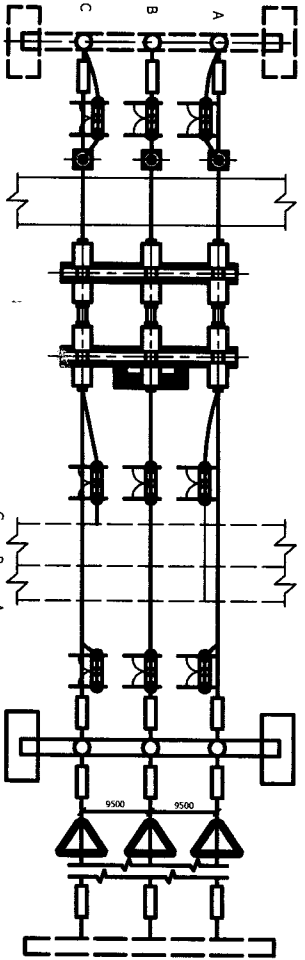
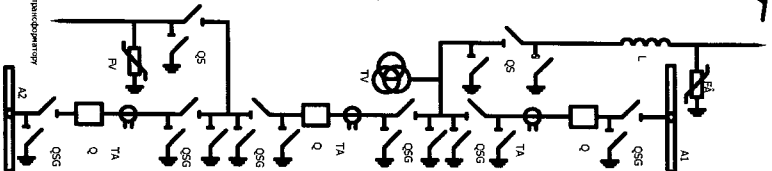
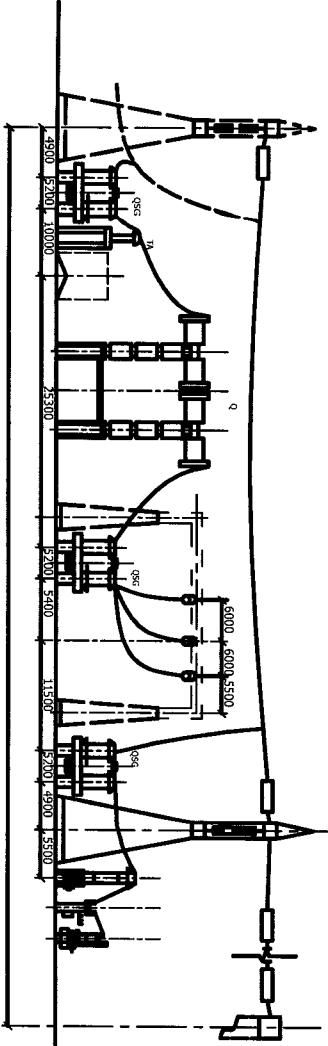
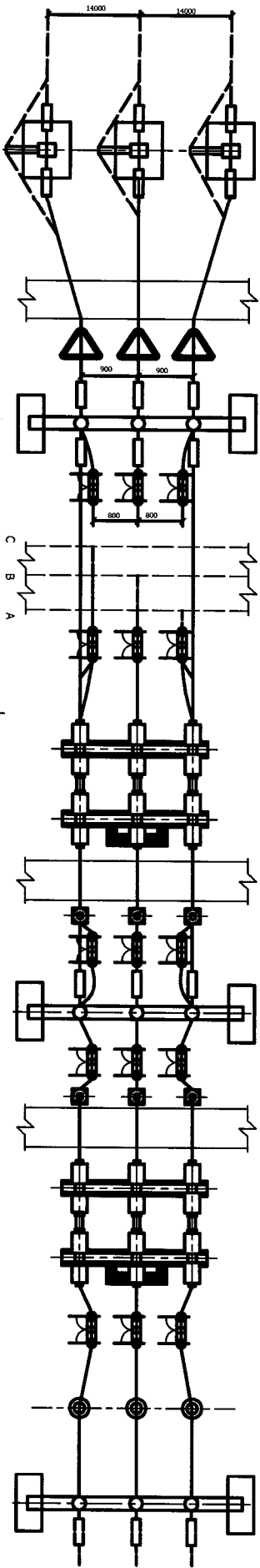
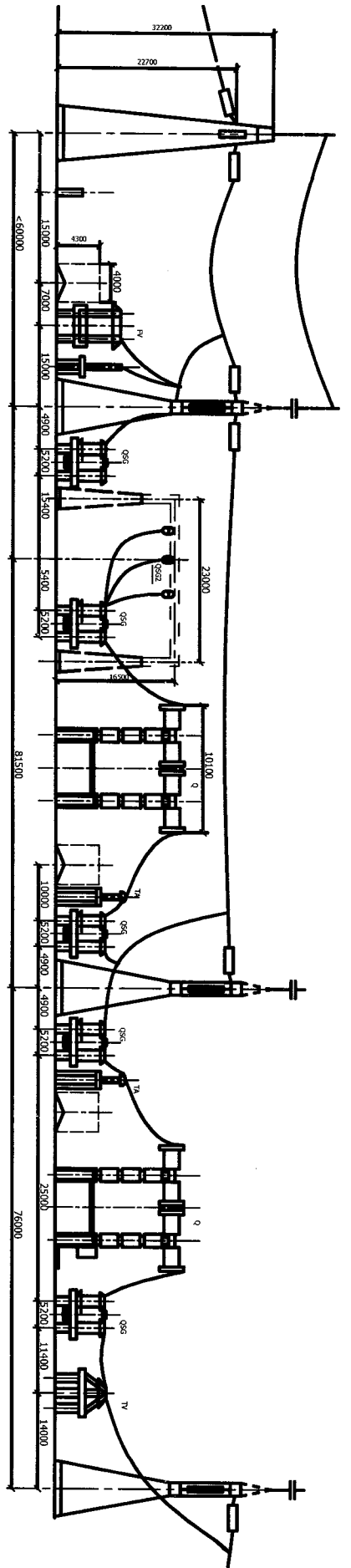
Обозначение	Наименование	Тип
ALAS	Расходный щит	АС-150/24
A0	Обходной щит	АС-150/24
QS1-QS4	Разъединитель	РДЗ-110-1000
D	Индикатор	ИТ-1105-01/2000
TA	Трансформатор тока	ТТЗН-110/1

Электромонтажная часть	ИЗ-220/110/10 кВ	УД НЗК
Рисунки	Рисунки ОРУ-110 кВ	



Обозначение	Наименование	Тип
ALAP	Рубильная шина	АС-240/56
AP	Обыкновенная шина	АС-240/56
OS2-OS4	Разделитель	РДЗ-220-1000
G	Выключатель	ВТ-220Б-40/2000
TA	Трансформатор тока	ТУЗН-220В
FV	Отключитель перенапряжения	ОПН-220В

Электромонтажные работы	Электромонтажные работы	Электромонтажные работы	Электромонтажные работы
Электромонтажные работы	Электромонтажные работы	Электромонтажные работы	Электромонтажные работы
Электромонтажные работы	Электромонтажные работы	Электромонтажные работы	Электромонтажные работы
Электромонтажные работы	Электромонтажные работы	Электромонтажные работы	Электромонтажные работы



Обозначение	Наименование	Тип
A1, A2	Рабочие шины	ЗМАС-400/51
QSG	Разъединитель	РДЛЗ-500-3200
Q	Выключатель	ВЛУ-500Б-40/3150
TA	Трансформатор тока	ТФЭМ-500/1
TV	Трансформатор напряжения	ЭКНФ-500/1
FV	Ограничитель перенапряжения	ОПН-500/1

ИП 2-СЭИИ 13-65/153	
Эксплуатационный чертеж	
КЭ-2400 ИВТ	
Лист 1	из 1
Рисунки 091-500 ИВТ	
И.И.И.	Ю.И.И.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева «Электрооборудование сетей, станций и подстанций. » - М: Инфра-Инженерия, 2018 г
- 2 Л.Д. Рожкова, Л.К.Корнеева,Т.В.Чиркова «Электрооборудование станций и подстанций. » - М: Академия, 2013 г.
- 3.Д. Рожкова, В.С. Козулин «Электрооборудование станций и подстанций. » - М: Энергоатомиздат, 1987 г.
- 4Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков «Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования » - М.: Энергоатомиздат, 2014 г.
- 5Нормы технологического проектирования понижающих подстанций 35 + 750кВ. "Белэнерго", 2008г.
- 6Двоскин Л.И. Схемы конструкций распределительных устройств "Энергия", 1985