**3 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЯ ПС**

**3.1 Разработка структуры подстанции 110/10 кВ**

Выбор оборудования производится по номинальным напряжениям, нагрузкам с учетом допустимых перегрузок и проверкой по действию токов короткого замыкания.

Структурная схема разрабатывается на начальных стадиях проектирования и предшествует разработке схем других видов. Главная задача структурной схемы – определить основные функциональные части подстанции, их назначение и взаимосвязи между собой [9].

Структурная схема подстанции показана на рисунке 3.1

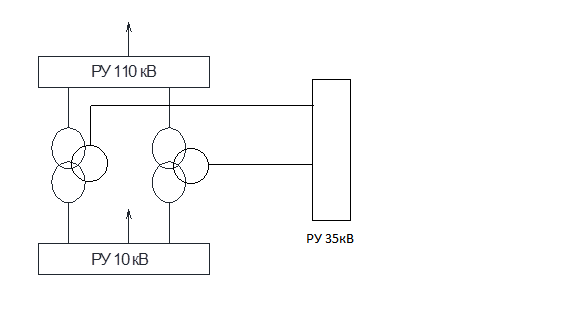


Рисунок 3.1 – Структурная схема подстанции 110/35/10 кВ

**3.2 Выбор схем распределительных устройств (РУ)**

Схема открытого распределительного устройства-110 кВ - мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, согласно типовой схемы 110-5Н [4].

Схема «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» используется на тупиковых, проходных и ответвительных подстанциях напряжением 35—220 кВ. Особенность данной схемы состоит в том, что при аварии в линии автоматически отключается поврежденная линия и трансформатор. При поломке на трансформаторе после автоматических переключений в работе остаются две линии и два источника питания.

На стороне низкого напряжения (НН), выбираем схему 10-1 «Одна одиночная секционированная выключателем система шин» [4]. Секционирование, обычно, выполняется так, чтобы каждая секция шин получала питание от разных источников питания. Нагрузка на секциях шин и число присоединений должны быть если возможно равными. В нормальном режиме секционный выключатель может быть либо включен (параллельная работа секций шин) либо отключен (раздельная работа секций шин). В системах электроснабжения промышленных предприятий и городов предусматривается, как правило, раздельная работа секций шин. Данная схема проста, экономична, обладает высокой надежностью, широко применяется в промышленных и городских сетях для электроснабжения потребителей любой категории на напряжениях до 35 кВ включительно.

**3.3Выбор числа и мощности трансформаторов**

Мощность силовых трансформаторов подбирается так, чтобы при самом тяжелом режиме работы (ремонтные, послеаварийные и ремонтноаварийные режимы), силовые трансформаторы оставшиеся в работе, с учетом их допустимой, по техническим условиям на силовые трансформаторы, перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание нагрузки. Поэтому для надежного электроснабжения потребителя выберем для установки на ПС два трансформатора. Когда один из них будет ремонтироваться, всю нагрузку на себя примет другой.

На подстанции устанавливаются два параллельно работающих трансформатора марки **ТДТН-40000/110**. Мощность трансформаторов выбрана принимая во внимание их загрузка на перспективу. Рекомендуемые к установке трансформаторы надлежит проверить по условиям выбора трансформаторов.

Условия выбора:

;

;



,

где ,  , - номинальные ВН, и НН трансформатора соответственно, кВ;

 - установившееся напряжение в сети, кВ;

 - номинальная мощность трансформатора, МВ⋅А;

 - фактическая мощность трансформатора, МВ⋅А.

Выбранный трансформатор необходимо проверить на режим, когда один из параллельно работающих трансформаторов аварийно отключен:

.

Проверяем пригодность предлагаемого трансформатора соответствующим условиям:

;

;



.

Малая загруженность трансформатора объясняется тем, что подстанция сооружается на перспективу и на пусковой период будет снабжать электроэнергией только часть потребителей.

Проверяю возможность работы трансформаторов при отключении одного из них:

.

Отсюда следует, что предлагаемый трансформатор всецело удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Технические данные трансформатора приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Технические данные трансформатора

|  |  |
| --- | --- |
| Тип трансформатора | ТДТН-40000/110 |
| UВН.ном, кВ | 115 |
| UСН.ном, кВ | 38,5 |
| UНН.ном, кВ | 11 |
| dРо, кВт | 39 |
| dРк.ВН-НН, кВт | 200 |
| uк.в-н, % | 17 |
| uк.в-с, % | 10,5 |
| uк.с-н, % | 6,5 |
| Iо, % | 0,6 |
| Стоимость, тыс. у.е. | 300 |

**3.4 Определение количества линий и их марок на всех напряжениях**

На стороне ВН предусматривается установка двух линии.

Учитывая, что мощность подстанции при максимально допустимой загрузке составляет порядка 56 МВ×А, а пропускная способность линии 110 кВ находится в пределах (25 ÷ 50) МВт, сооружение двух линий оправдано.

На стороне СН требуется установить 2 линии.:



На стороне НН требуется установить 3 линейных ячеек, с целью обеспечения электроэнергией всех потребителей.



**3.5 Принятие проектных решений по системе собственных нужд подстанции**

На [подстанциях](http://pue8.ru/podstantsii.html) 35-220 кВ и более для питания электроэнергией вспомогательной аппаратуры, агрегатов и прочих потребителей собственных нужд (СН) эксплуатируют разветвленные системы электрических соединений. Они обеспечивают нормальное функционирование подстанций, гарантируя бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей [оперативным переменным, постоянным током](http://pue8.ru/relejnaya-zashchita/240-istochniki-operativnogo-toka.html). Если обесточить устройства СН, то это может привести к полному погашению подстанции, либо стать причиной развития серьезных трудностей в будущем при её восстановлении.

   К потребителям собственных нужд относят:

* системы и механизмы охлаждения силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
* приспособления, необходимые для регулирования напряжения [силового трансформатора](http://pue8.ru/podstantsii/481-vysokovoltnye-transformatory.html) под нагрузкой;
* оперативные цепи выпрямленного постоянного, переменного тока;
* зарядные, подзарядные агрегаты для [аккумуляторных батарей](http://pue8.ru/vybor-elektrooborudovaniya/227-vybor-akkumulyatooy-batarei.html);
* устройства связи, сигнализации и телемеханики и др.

Обычно суммарная мощность потребителей и агрегатов СН мала, поэтому они подключаются к понижающим трансформаторам с низкой стороны 380/220 В. На трансформаторных подстанциях 35-220 кВ устанавливают 2 действующих ТСН, [номинальная мощность](http://pue8.ru/elektrotekhnika/32-nominalnaya-moschnost.html) которых выбирается исходя из нагрузки, при учете допустимых перегрузок

Для увеличения надежности, потребители, обеспечивающие работу основного оборудования электростанций (охлаждение трансформаторов, работа компрессора, подогрев выключателей и пр.), подключаются к разным системам шин [10].

**3.6 Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ)**

Причинами КЗ являются механические повреждения изоляции, её пробой из-за перенапряжения и старения, обрывы, набросы и схлёстывания проводов воздушных линий, ошибочные действия персонала. При коротких замыканиях токи в ветвях электроустановки, присоединенные к месту его возникновения, резко увеличиваются, превышая наибольший допустимый ток нормального режима. Поэтому для выбора и обеспечения надёжной работы электрооборудования, устройств РЗА, электрической сети в целом производится расчёт токов КЗ [11].

В трёхфазных сетях и устройствах различают трёхфазные (симметричные), двухфазные и однофазные (не симметричные) КЗ. Могут иметь место также двухфазные КЗ на землю, КЗ с одновременным обрывом фаз. Наиболее частыми являются однофазные КЗ на землю (до 65% от общего числа КЗ), значительно реже случаются двухфазные КЗ на землю (до 20% от общего количества КЗ), двухфазные КЗ (до 10% от общего количества КЗ) и трёхфазные КЗ (до 5% от общего количества КЗ) [12].

Расчет токов КЗ в крупной электрической системе представляет достаточно трудную задачу. В целях ее упрощения применяют ряд упрощений, не вносящих значительных погрешностей в расчеты [11]

* напряжение источников питания остаются постоянным;
* не рассматриваются токи намагничивания трансформаторов;
* не учитываются активные сопротивления проводников в сетях 35 кВ и выше.
* считают 3-х фазную систему совершенно симметричной;

Указанные допущения приводят к некоторому увеличению ТКЗ (погрешность расчетов не превышает 5 ÷ 10 %, что допустимо).

Расчет токов КЗ начинается с составления расчетной схемы, которая представляет собой однолинейную схему рассматриваемой системы с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на величину тока КЗ. Расчетная схема должна отображать нормальный режим работы .

По расчетной схеме собирается схема замещения. Схемой замещения называют электрическую схему, которая соответствует по начальным данным расчетной схеме, но в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи замещены электрическими. При этом активные элементы схемы (генерирующие источники) вводятся в схему замещения своими ЭДС и сопротивлениями соответствующего режима, а остальные пассивные элементы (трансформаторы, линии) – лишь своими сопротивлениями. Исключительность составления схемы замещения: как правило, силовые трансформаторы на понижающих подстанциях работают на шины низкого напряжения раздельно. Это принято для снижения уровней токов короткого замыкания в электрической сети.

Точки короткого замыкания намечают в таких местах системы, чтобы подбираемые в последующих расчётах устройства были поставлены в наиболее затруднительные условия. Наиболее практичными точками являются сборные шины всех напряжений.

Намечаем точки короткого замыкания: К1 – на шинах высокого напряжения подстанции 110 кВ; К2 – на шинах низкого напряжения 10 кВ;и К3-на шинах среднего напряжения.

Мощность системы принимаю Sc = 100 MBA, ее сопротивление Xc = 1.02 Ом и ЭДС системы  Ec = 1o.e.

Расчетная схема сети изображена на рисунке 3.2.

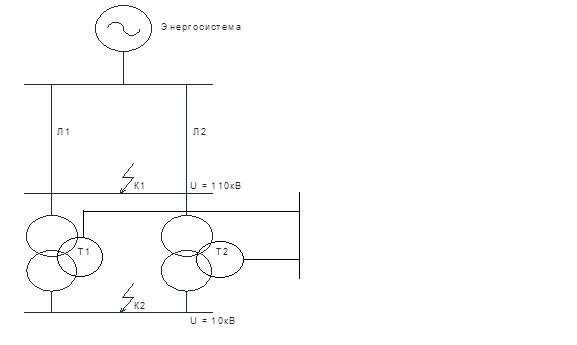


Рисунок 3.2– Расчетная схема сети

ЛЭП напряжением 110 кВ выполненны проводами марки АС 185/29 имеют удельное индуктивное сопротивление и длину .

Сопротивление ЛЭП напряжением 110 кВ нахожу по формуле 3.1:

(3.1)

где – прведенное к базисной мощности сопротивление ЛЭП, о. е.;

– средненоминальное напряжение, для сети 110 кВ принимается равным 115;

– базисная мощность. Принимаем .

Сопротивление системы 3.2:

(3.2)

Сопротивление трансформаторов ТДН-40000/110 рассчитываю по формуле 3.3:

;

;

;

;

; (3.3)

;

После расчета сопротивлений и ЭДС наношу полученные значения на схему замещения, изображенную на рисунке 3.3.

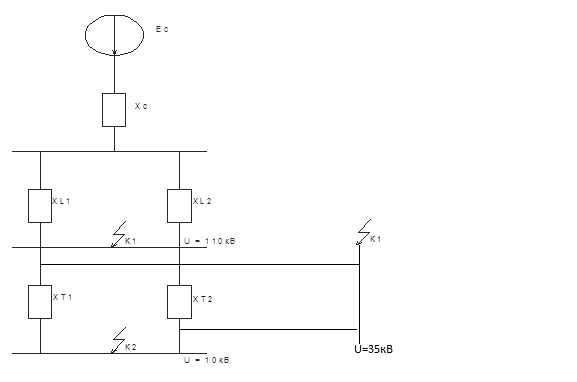


Рисунок 3.3 - Схема замещения сети

Для упрощения расчетов ТКЗ воспользуюсь программой **“ToKo”.**

Полученные в результате расчета значения ТКЗ в характерных точках (К1, К2,K3) свожу в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты расчета ТКЗ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Характерные точки |  |  |  |  |
| К1 | 2.258 | 2,513 | 1,789 | 4,571 |
| К2 | 3,853 | 3,853 | 1,029 | 6,452 |
| К3 | 1,412 | 1,412 | 0,529 | 3,452 |

**3.7 Выбор основного оборудования подстанции**

Выбор основного оборудования подстанции следует производить по целому некоторым условиям. Для удобства, выбранное оборудование подстанции и его характеристики сведем в таблицу 4.3.

Таблица 3.3 – Выбор основного оборудования для ПС

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Выбор оборудования | | | | | | | | | | | | | |
| Ном. напр. установки | | Наименование оборудования | Наибольший ток в цепи | Ном. напр. | Ном. ток аппарата | Динам. стойкость (кА) | | Терм. стойкость (кА) | | Время которое выдержит аппар. при действии тока К.З. | | Действ. время К.З. | |
| ампл.максим.тока К.З. | | установивш. ток К.З. | |
| расч. | доп. | расч. | доп. | при допуст. токе К.З | при расч. токе К.З |
| (кВ) | | (А) | (кВ) | (А) | (с) | |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | |
| Разъединители (110,35) кВ | | | | | | | | | | | | | |
| 110 | | Разъединитель трехполюсный с одним комплектом заземляющих ножей РГП.1а-110/1000-40 УХЛ1 | 293,5 | 110 | 1000 | 30,0 | 80 | 12,79 | 31,5 | 3,00 | 29,34 | 1 | |
| 35 | | Линейные разъединители РНДЗ-1-35/1000 У1 | 299,5 | 35 | 1000 | 22 | 63 | 4,25 | 25 | 2,50 | 15,32 | 1 | |
| 35 | | Секционные разъединители РНДЗ-1-35/1000 У1. | 389.5 | 35 | 1000 | 28 | 63 | 8.12 | 25 | 2.50 | 15.32 | 1 | |
| Выключатели (110,35,10) кВ | | | | | | | | | | | | | |
| 110 | | Выключатель элегазовый трехполюсный баковый ВЭБ-110 IV-40/2500 УХЛ1 | 293,5 | 110 | 2500 | 30,0 | 102 | 12,79 | 40 | 3,00 | 29,34 | 1 | |
| 35 | | Вакуумный выключатель типа ZW37-40,5 HEAG. | 299,5 | 40,5 | 1250 | 17,85 | 63 | 10.8 | 30 | 3,00 | 15,32 | 2,5 | |
| 10 | | Выключатель вакуумный трехполюсный BB/TEL-10 | 1493 | 10 | 1600 | 32,6 | 51 | 12,4 | 20 | 3,00 | 7,80 | 3,8 | |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | |
| Трансформаторы тока (110,35,10) кВ | | | | | | | | | | | | | |
| 110 | Трансформатор тока ТГФМ-110 УХЛ1 | | 293,5 | 110 | 1000 | 30,0 | 80 | 12,79 | 31,5 | 3,00 | 29,34 | | 1 |
| 35 | Трансформатор тока ТФЗМ -35А-1000/5 | | 299,5 | 35 | 1000 |  |  |  |  |  |  | |  |
| 10 | Трансформатор тока ТЛО-10 У2 | | 1493 | 10 | 2000 | 32,6 | 102 | 12,4 | 40 | 3,00 | 31,22 | | 3,8 |
| Токопровод | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Токопроводы закрытые круглые ТЗК-10-2000-128 УХЛ1 | | 1493 | 10 | 2000 | 32,6 | 81,6 | 12,4 | 32 | 3,00 | 19,98 | | 2,6 |

Для управления разъединителями устанавливаются двигательные приводы для главных ножей и ручные приводы для ножей заземления.

Высота ошиновки над дорогой принимает во внимание проезд ремонтных аппаратов под ошиновкой без снятия напряжения. Ошиновка ОРУ-110 кВ делается проводом АС-185/29 и жесткой ошиновкой – трубой из алюминиевого сплава 105/5 мм .

Установка трансформатора предусматривается на катках. Подключение Т1 и Т2 на стороне 110 кВ выполняется проводом АС-185/29, к ЗРУ-10 кВ – токопроводом 10 кВ, 2000 А типа ТЗК-10-2000-128 УХЛ1 . К нулевому выводу трансформаторов подключены ОПН и заземлитель. На стороне 110 кВ установлены ОПН.

Для питания цепей измерения устанавливаются три однофазных трансформатора напряжения типа 3×НОЛ.08-10 УТ2. Трансформатор данного типа предназначен для установки в КРУ или закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) и служит для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации в электроустановках переменного тока частоты 50 или 60 Гц.

Для питания цепей РЗА устанавливается трансформатор напряжения НАМИТ 10-1-УХЛ2. Трансформатор напряжения НАМИТ 10-1-УХЛ2 имеют повышенную устойчивость к резонансным явлениям в сети [9].

**3.8 Выбор конструкции РУ**

Проект подстанции осуществляется с учетом следующих положений:

1. Здание ЗРУ-10 кВ и здание общеподстанционного пункта управления(ОПУ) предусматриваются модульные заводского изготовления;
2. ОРУ-110 кВ предусматриваются комплектным заводского изготовления.

Компоновка ОРУ-110 кВ предусматривает установку оборудования в виде трансформаторных блоков заводского изготовления. Блок включает в себя высоковольтный аппарат и опорную конструкцию для его установки. Металлоконструкции имеют общее принципиальное решение, унификацию по размерам, способу крепления на фундаменты, покрытие методом горячего цинкования. Фундаменты под опоры выполняются на объекте. Установка каждого аппарата предусматривается на отдельной конструкции.

Все аппараты ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ должны быть расположены на невысоких основаниях (металлических или железобетонных). По территории ОРУ предусматривают проезды для возможности механизации, монтажа и ремонта оборудования. Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах. Согласно ТБ и ОТ ОРУ должно быть ограждено.

Заходы линий 110 кВ оборудуются высокочастотными заградителями и конденсаторами связи в двух фазах А и В.

Предусматривается установка шкафов зажимов, обогрева оборудования и приводов, питания приводов.

Территория ОРУ-110 кВ отделяется внутренней оградой высотой 1,6 м от остальной части подстанции.

Здание ЗРУ 10 кВ выполнено одноэтажным, с однорядным расположением ячеек КРУ. Кабельные линии непосредственно из ячеек КРУ выводятся наружу.

Под зданием ЗРУ-10 кВ предусматривается двойной пол для прокладки кабелей 10 кВ.

Для доставки оборудования и монтажа предусмотрена автодорога шириной 4,5 м.

Предусматривается установка блочно-модульного здания заводского изготовления. Оборудование устанавливается на месте. В здании ОПУ размещаются аккумуляторная батарея с венткамерой, кислотной и отдельным входом, щит постоянного тока с двумя зарядно-подзарядными устройствами, щит собственных нужд 0,4 кВ, панели и шкафы РЗА и ПА, АСУТП и ТМ, АСКУЭ, комната связи и служебное помещение. Под зданием ОПУ предусмотривается двойной пол для прокладки кабелей, доступ в который осуществляется через участки съемного пола.

Основные технические показатели подстанции представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Основные технические показатели ПС

|  |  |
| --- | --- |
| **Показатели** | **Характеристика** |
| Тип подстанции | Открытая |
| Номинальное напряжение (кВ) | 110/10 |
| Количество и мощность силовых трансформаторов | 2 шт., трехфазные двухобмоточные трансформаторы, 40 МВА |
| Количество и исполнение подключаемых к РУ-110 кВ линий электропередач | 2 воздушные линии электропередачи |
| Исполнение РУ-110 кВ, схема | ОРУ – 110 кВ, схема 110-5Н «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» |
| Исполнение РУ-10 кВ, схема | ЗРУ – 10 кВ, схема 10-1 «Одна одиночная секционированная вы­ключателем система шин» |
| Количество секций КРУ-10 кВ | 2 шт. |
| Количество шкафов КРУ-10 кВ | 12 шт. |
| Количество выключателей в секционной перемычке КРУ-10 кВ | 1 шт. |
| Режим заземления нейтрали сети 10 кВ | Заземление нейтрали через ДГК |
| Токоограничивающие реакторы 10 кВ | ––– |
| Количество и мощность трансформаторов собственных нужд 10/0,4 кВ | 2 шт., трехфазный масляный герметичный, 400 кВА |
| Количество секций 380/220 В собственных нужд | 2 |
| Релейная защита и автоматика | С применением микропроцессорной техники |

**Вывод:** в данном пункте был произведен выбор главной схемы и состава оборудования подстанции. Принятые проектные решения позволяют перейти к выполнению следующей задачи.

Касательно 4-го пункта