МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы электроснабжения жилого квартала № 94 Центрального района г.о. Тольятти»

Студент(ка)	А.С. Лукашов		
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)	
Руководитель	А.Е. Бурмутаев		
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)	
Консультанты			
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)	
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)	

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

«____»_____2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Темой бакалаврской работы является «Реконструкция электрической системы жилого квартала №94 Центрального района г. Тольятти».

На основании исходных данных (годовых графиков нагрузки, электрических схем) выполнен анализ надежности системы электроснабжения жилого квартала и главной понизительной подстанции 110/6/6 кВ «Западная», питающая данный район; расчет электрической нагрузки подстанции; произведен выбор количества и мощности силовых трансформаторов подстанций; рассчитаны токи короткого замыкания на сторонах 110, 6 кВ; произведен выбор оборудования и расчет релейной защиты.

Также в объем работы входит расчет заземления.

Графический материал представлен соответствующими листами:

- план-разрез подстанции «Западная»;
- электрическая схема подстанции «Западная» 110/6 кВ до реконструкции;
- электрическая схема подстанции «Западная» 110/6 кВ после реконструкции;
- план-схема электроснабжения 94 квартала;
- схема электроснабжения 94 квартала;
- план-разрез блочной двухтрансформаторной подстанции 2БКТП.

Содержание

		стр.
	Введение……..	5
1.	Описание системы электроснабжения жилого квартала № 94……..	6
2.	Расчет нагрузок подстанции «Западная»……..	10
3	Выбор главной схемы электрических соединений подстанции «Западная»……..	14
4.	Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов подстанции «Западная»……..	18
5.	Расчет токов короткого замыкания подстанции «Западная»……	24
6.	Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей подстанции «Западная»……..	29
7.	Релейная защита и автоматика подстанции «Западная»……	46
8.	Расчёт защитного заземления подстанции «Западная»……	59
9.	Расчет молниезащиты подстанции «Западная»……..	61
	Заключение……..	63
	Список использованных источников……..	64

Введение

Необходимую надежность работы всех секторов современного хозяйства любой страны обеспечивает надежные и прогрессивные электротехнические аппараты. Важное значение в этом играет состояние электрооборудования и всей электротехнической продукции, используемой в системах электроснабжения как низшего, так и высшего напряжений.

В данное время перед энергетиками остро стоит вопрос технического перевооружения парка силовых машин и другого электрооборудования. Для решения данного вопроса требуется наличие полной информации о техническом состоянии данной аппаратуры в настоящее время, возможности продления срока службы, а также частичной либо полной замене, новых конструкторских разработках, технических параметрах и иностранных аналогах.

Распределительные сети района, а также подстанция «Западная» состоит из электрического оборудования выпуска в 1980-1985 гг. Это оборудование уже давно отработало свой срок службы, установленный заводом изготовителем, оно морально устарело, кроме того имеет повышенную пожаро- взрывоопасность и требует больших затрат на эксплуатацию и ремонты.

Целью ВКР является повышение надёжности электрической системы квартала №94 и питающей подстанции «Западная».

В соответствии с целью поставлены следующие **задачи**:

- Рассчитать нагрузки подстанции «Западная»
- Рассчитать токи короткого замыкания подстанции «Западная»
- Выбрать электрическую аппаратуру и токоведущие части
- Выбрать релейную защиту и автоматику подстанции «Западная»
- Молниезащита ПС.

1 Описание системы электроснабжения жилого квартала № 94

1.1 Краткая характеристика

Территориально жилой квартал №94 граничит с улицами Гидростроевская, Ленинградская, Белорусская, Баныкина. Электроснабжение квартала №94 осуществляется от главной понизительной подстанции (далее по тексту ГПП)110/6/6 кВ «Западная», расположенной по улице Лесная. Жилой сектор данного квартала снабжается электроэнергией от трансформаторных подстанций (далее по тексту ТП) 6/0,4 кВ №№ 94, 183, 184, 395. В свою очередь указанные подстанции посредствам кабельных линий (далее по тексту КЛ) получают электрическую энергию от ГПП «Западная» через распределительный пункт (далее по тексту РП) №19.

Подстанция 110/6 кВ «Западная» была спроектирована и построена в 1965г для питания городских электрических сетей города Тольятти. По степени надежности и бесперебойности электроснабжения указанные потребители относятся к 1-ой, 2-ой и 3-ей категории.

На подстанции установлены два силовых трансформатора ТРДН-110/6-25000 кВА.

Обслуживание подстанции «Западная» осуществляется персоналом филиала «МРСК Волги» «Самарские РС» Жигулевского ПО.

Обслуживание внутриквартальных подстанций, РП-19 и распределительных сетей 6, 0,4 кВ осуществляется персоналом ЗАО «Квант».

Питание подстанции осуществляется по двухцепной ВЛ-110кВ. ОРУ-110 кВ выполнено по упрощенной схеме двух блоков «линия-трансформатор» с перемычкой на стороне линии. В цепях трансформаторов и перемычке установлены отделители 110 кВ. Срок службы данного оборудования, установленный заводом изготовителем давно истек. Оно морально устарело, кроме того не отвечает существующим требованиям надежности и безопасности электроснабжения и требует больших затрат на эксплуатацию и ремонты. Оборудование имеет сильный износ, что может привести к аварии

и, как следствие, к нарушению электроснабжения потребителей. Поэтому, предлагается заменить их на современные элегазовые выключатели.

Все оборудование ОРУ-110 и силовые трансформаторы устанавливаются открыто. Закрытое распределительное устройство 6 кВ выполнены ячейками серии К-12 с вакуумными выключателями.

На сторонах 6 кВ установлена одинарная система шин, секционированная выключателем. Режим работы силовых трансформаторов со стороны 110, 6 кВ принят раздельный.

Ремонт и ревизия силовых трансформаторов предусматривается с помощью автокрана. Запас чистого масла хранится в цистернах. Аварийный слив масла осуществляется в подземный бак емкостью 35 $м^3$.

Питание собственных нужд осуществляется на постоянном токе от трансформаторов типа ТМ-40 на напряжении 380/220 В.

К собственным нуждам относятся: обогрев ЗРУ, обогрев шкафов релейной аппаратуры, наружное освещение, освещение ЗРУ, нагрузка, потребляемая оперативными цепями, эксплуатационные и ремонтные нагрузки.

В соответствии с ПУЭ [2] на подстанции установлены следующие защиты. На силовых трансформаторах установлены: дифференциальная токовая защита с действием на отключение ввода 6 кВ и 110 кВ на реле ДЗТ-11, газовые защиты трансформатора и контактора РПН, с действием на отключение ввода 110 и 6 кВ, защита вводов 6 кВ выполнена 2-х ступенчатой МТЗ на реле РТ-40, на отходящих линиях установлены МТО и МТЗ на реле РТ-40 с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Автоматика на подстанции выполнена в следующем объеме: автоматическое включение резерва (АВР) секционного выключателя 6 кВ при отключении вводов от защиты и исчезновении напряжения на питающей линии, АВР трансформаторов собственных нужд, автоматическое включение обогрева счетчиков.

Оборудование релейной защиты и автоматики имеет большой износ, что в аварийном режиме грозит отказом срабатывания. Это неизбежно повлечёт за собой поломку оборудования и нарушение электроснабжения потребителей, что не допустимо, так как подстанция «Западная» питает потребителей первой и второй категории. Предлагается заменить данное оборудование на микропроцессорные устройства защиты.

Заземляющее устройство выполнено сопротивлением 0,5 Ом в любое время года. В качестве заземления применены пруты из круглой стали диаметром 12 мм и длинной 5 м, соединенные стальной полосой. Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами. Молниеотводы присоединены к общему контуру заземления подстанции.

Защита от волн перенапряжения, набегающих с ВЛ-110 кВ предусмотрена с помощью вентильных разрядников РВС-110, на стороне 6 кВ РВО-6, соответственно. Это оборудование уже давно отработало свой срок службы, установленный заводом изготовителем, оно морально устарело. Поэтому предлагается заменить его на нелинейные ограничители перенапряжения.

Оборудование РП-19 РУ-6 кВ относительно новое. Ввод в эксплуатацию данного оборудования произведено в 2011 году. РП-19 оснащен двухсекционной системой сборных шин 6 кВ. Силовые ячейки оборудованы вакуумными выключателями с электромагнитным приводом, а также микропроцессорной релейной защитой «Сириус».

Трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ состоят из РУ-6 кВ, РУ-0,4 кВ и помещения с трансформаторами. Срок эксплуатации данного оборудования истек, поэтому расход на поддержание его в рабочем состоянии с каждым годом растет.

Кабельные распределительные линии района смешанные: выработавшие свой ресурс и совсем новые.

1.2 Надежность системы электроснабжения жилого квартала № 94

Основные элементы системы электроснабжения функционируют по настоящее время и имеют повышенный износ. В условиях развития экономики страны необходимы дополнительные мощности, выделение которых невозможно при использовании изношенного оборудования.

С точки зрения надежности систем электроснабжения рассматриваемая схема имеет ряд недостатков, исключая которые, возможно существенно повысить надежность схемы системы.

Первый недостаток схемы – структурный. Система имеет электрические элементы, которые в настоящий момент не отвечают требуемой степени надежности, что приводит к снижению структурной надежности всей системы. В данном случае речь ведется об использовании короткозамыкателей и отделителей по стороне 110 кВ. Также это касаемо вентильных разрядников 110, 6 кВ и устаревшей РЗиА.

Второй недостаток схемы заключается в использовании изношенного оборудования. В частности это касается коммутационного оборудования ТП (выключатели нагрузки на напряжение 6 кВ).

Третий недостаток – использование в распределительных сетях неполной двухлучевой схемы.

С целью устранения первого недостатка необходима замена отделителей с короткозамыкателями на современные вакуумные, либо элегазовые выключатели 110 кВ, а также оснащение системой аварийного включения резерва АВР-110. Замена разрядников на нелинейные ограничители перенапряжений.

С целью устранения второго недостатка, а также учитывая повышенный износ оборудования 6, 0,4 кВ, необходима полная реконструкция ТП-183, ТП-184.

С целью устранения третьего, для построения наиболее надежной двухлучевой схемы необходима прокладка КЛ-6кВ между ТП-183, ТП-184.

2. Расчет нагрузок подстанции «Западная»

Выполнение расчета нагрузок требуется для осуществления выбора силовых трансформаторов. Расчет ведется на основе годовых и суточных графиков нагрузок ПС 110/6/6 кВ «Западная», а также с учетом возможности разрастания распределительных сетей, а, следовательно, увеличением потребляемой мощности. Данные для расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Нагрузочные характеристики подстанции

№	Наименование нагрузок	ЛЭП	Напряжение кВ	cosφ
1	Ввод ф-1	КЛ	6	0,92
2	Ввод ф-2	КЛ	6	0,92
3	Дополнительная нагрузка	КЛ	6	0,92

Годовые графики нагрузок по вводам представлены на рисунках 1, 2.

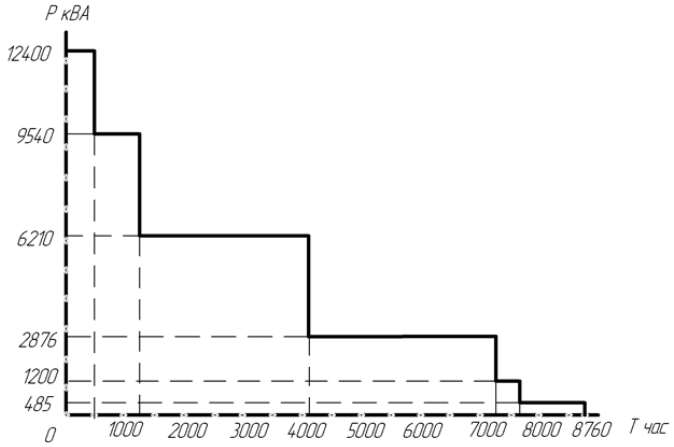

Рисунок 1 – Годовой график нагрузок ввод 6 кВ ф-1

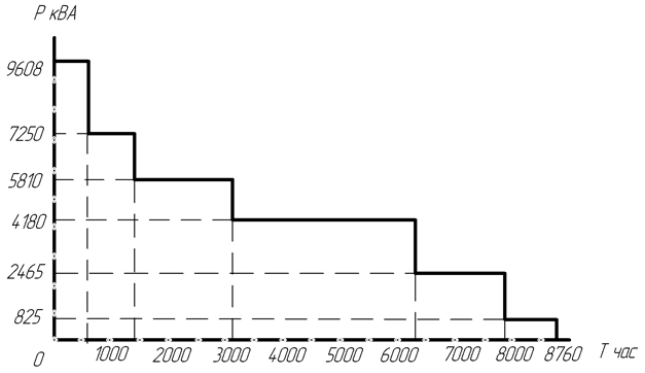

Рисунок 2 – Годовой график нагрузок ввод 6 кВ ф-2

На рисунке 3 представлен годовой график дополнительной нагрузки.

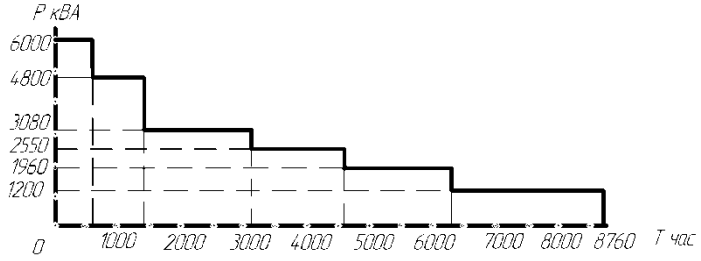

Рисунок 3 - Суммарный годовой график дополнительной нагрузки

По представленным графикам нагрузок определяем расчетную мощность как для потребителей электрической энергии, так и по главной понизительной подстанции.

Расчет полной мощности для потребителей производим по формуле:

$$S_n = \frac{P_{in}}{Cos\varphi_{in}}, \quad (1)$$

где P_{in} – максимальная потребляемая активная мощность отдельного потребителя, кВт.

Определяем полную мощность Ф-1:

$$S_{ф-1} = \frac{12400}{0.92} = 13478,3 \text{ кВА}$$

Определяем полную мощность Ф-2:

$$S_{ф-2} = \frac{9608}{0.92} = 10443,5 \text{ кВА}$$

Определяем полную мощность дополнительной нагрузки:

$$S_{доп} = \frac{6000}{0.92} = 6521,7 \text{ кВА},$$

где $Cos\varphi = 0,92$ – коэффициент мощности потребителей.

Определяем значение потребляемой электроэнергии отдельных потребителей:

$$W = \sum_{i=1}^{k} P_{in} \cdot t_{in}, \quad (2)$$

где: P_{in} – потребляемая активная мощность соответствующей ступени графика, кВт; t_{in} – продолжительность нагрузки соответствующей ступени графика, час.

Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-1:

$$W_{ф-1} = \begin{pmatrix} 12400 \cdot 500 + 9540 \cdot 750 + 6210 \cdot 2850 + 2876 \cdot 3240 + \\ +1200 \cdot 280 + 485 \cdot 1140 \end{pmatrix} = 41260,6 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-2:

$$W_{ф-2} = \begin{pmatrix} 9608 \cdot 640 + 7250 \cdot 820 + 5810 \cdot 1700 + 4180 \cdot 3240 + \\ +2465 \cdot 1430 + 825 \cdot 930 \end{pmatrix} = 39806,5 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии дополнительной нагрузки:

$$W_{доп} = \begin{pmatrix} 6000 \cdot 640 + 4800 \cdot 820 + 3080 \cdot 1700 + 2550 \cdot 980 + \\ +1960 \cdot 2260 + 1200 \cdot 2360 \end{pmatrix} = 22772,6 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

Учитывая ожидаемый рост нагрузки в среднем на 40%, определяем значение потребляемой электроэнергии по подстанции в целом:

$$W_{пс} = \sum_{1}^{n} W_n^i \qquad (3)$$

$$W_{пс} = (41260,6 + 39806,5 + 22772,6) = 103839,7 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем значение продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_м = \frac{W_{мак}}{P_{мак}} \qquad (4)$$

$$T_м = \frac{103839,7}{16} = 6490 \ \text{ч}$$

где: P_{max} – максимальная потребляемая мощность по подстанции в целом, *МВт*; W_{max} – максимальная потребляемая электроэнергия по подстанции в целом, *МВт·ч*.

Суммарный годовой график нагрузок потребителей подстанции представлен на рисунке 4.

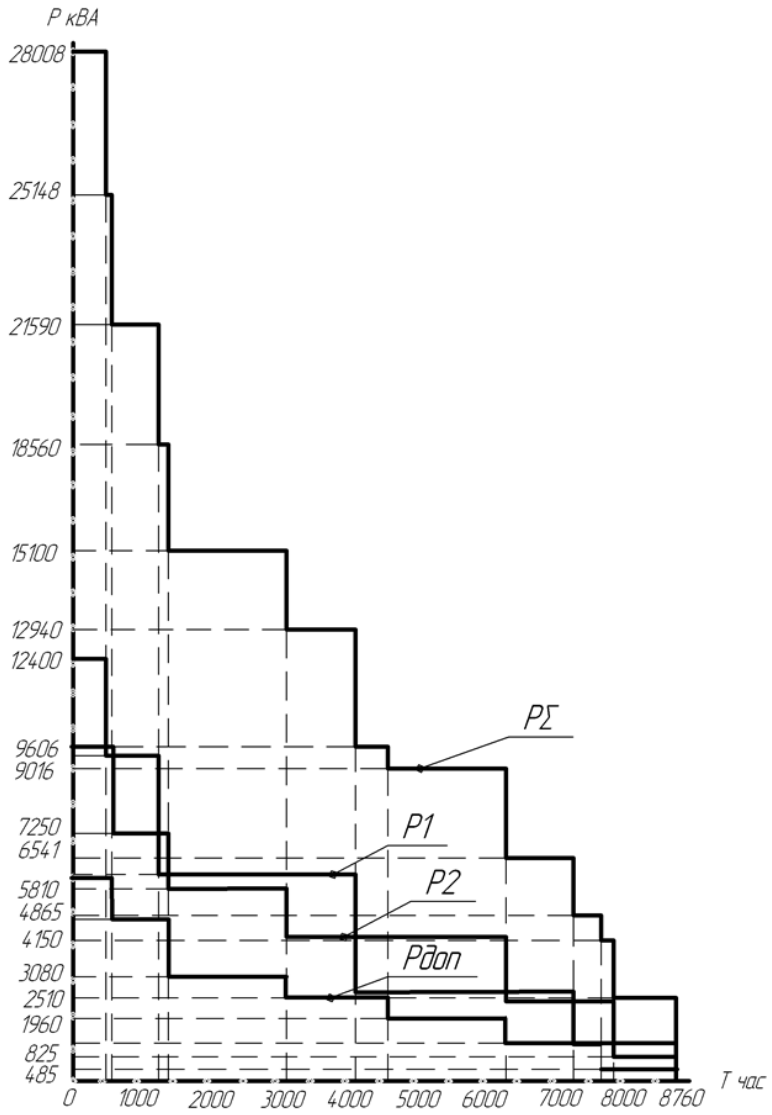

Рисунок 4 – Суммарный годовой график нагрузок подстанции

В процессе проектирования или технического перевооружения главных понизительных подстанций, а также иных распределительных устройств выбор мощности силового трансформаторного оборудования осуществляется таким образом, что при плановом или аварийном отключениях одного из двух, оставшийся в работе мог бесперебойно осуществлять электроснабжение всех конечных потребителей [1].

3 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции «Западная»

Головная схема электросоединений подстанции представляет собой группу электрического оборудования (трансформаторы, реакторы, выключатели и т.д.).

Схемы главных понизительных подстанций при определенном проектировании разрабатываются на основании перспектив развития всей энергосистемы в целом, схем снабжения электрической энергией региона и иных ранее сделанных или выдвинутых предположений и разработок, направленных на развитие электросетей и должны соответствовать следующим требованиям:

1. Производить переключающие операции необходимого количества линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов с учетом возможностей подстанции.

2. Поддерживать необходимый уровень надежности функционирования распределительных устройств исходя из критериев электроснабжения покупателей электрической энергии в согласовании с категориями электроприемников потребителей и транзитных перетоков мощности в устойчивом режиме без лимитирования мощности и в поставарийных режимах, когда обесточенными остаются несколько присоединений с учетом той нагрузки, которое несло на себе отключившееся оборудование. [7]

3. При необходимости производить секционирование сетей электроснабжения и гарантировать функционирование распредустройств при заданных значениях токов К.З.

4. Учитывать вероятность возникновения аварийных ситуаций и обеспечивать безопасность при проведении восстановительных работ на отдельных элементах системы.

5. Обеспечивать предъявляемые требования по наглядности, компактности и унификации при сервисном обслуживании.

Электрические схемы распределительных устройств должны предусматривать осуществление операции вывода отдельных элементов схемы в ремонт:

1. Для распределительных устройств до 220 кВ применим метод, при котором возможны временные отключения присоединения ЛЭП или трансформатор, в котором выключатели для осуществления коммутации для достижения требуемых целей при проведении восстановительных (сервисных) работ. Это возможно в случае, если удовлетворяются условия электроснабжения потребителей электрической энергии и обеспечения перетоков мощности; в случае, если обесточивание цепи невозможно – коммутация цепи на обходную систему шин или же внедрением таких схем, в которых в коммутациях присоединений задействовано более одного выключателя.

2. Методом выключения присоединения при согласовании с потребителем электрической энергии на определенное время.

3. Для оборудования, присоединенного к ЛЭП или трансформаторам, при отключённых ВЛ и Т. [3] В связи с возможностью развития региона возникает необходимость включения потребителей I категории, которые в соответствии Правилами устройств электроустановок допускает интервал в электроснабжении по времени функционирования АВР. Существующая схема ПС «Западная» не соответствует данному описанию, в связи с чем, требует реконструкции.

Типовая схема включения с выключателями на высокой стороне напряжения и перемычкой с выключателями в цепях трансформатора представлена на рисунке 5.

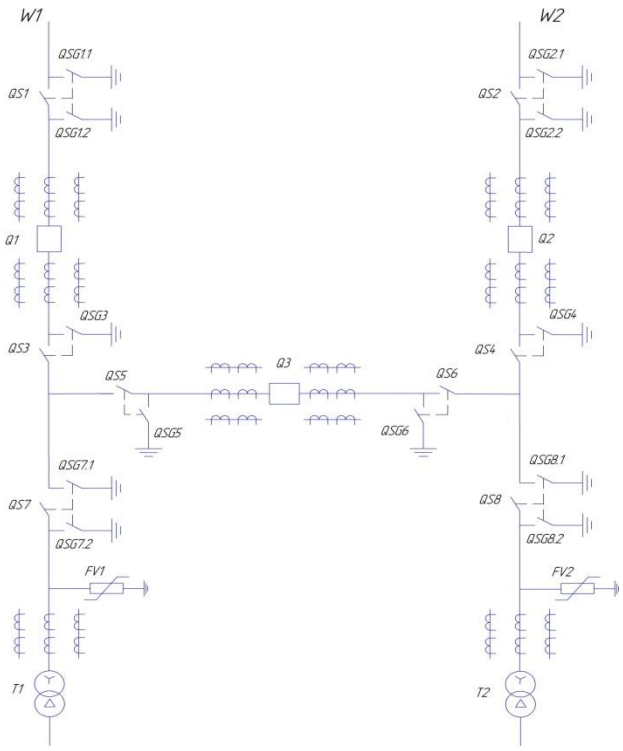

Рисунок 5 – Схема ОРУ 110 кВ

Работа схемы.

- в установившемся режиме функционирования Q1, Q2 замкнуты. Q3 находится в резерве. QS1… QS8 также замкнуты. Электроснабжение потребителей выполнено благодаря 2-м ЛЭП W1, W2 посредствам выключателей и разъединителей, а также с использованием трансформаторов.

- при осуществлении сервисного обслуживания ЛЭП W1 (W2) требуется отключение Q1 (Q2). При отключении выключателя включается в работу СВ Q3. Операция проходит без отключения трансформаторов.

- при выводе в ремонт части линий по причине КЗ выключается Q1 (Q2), в свою очередь Т1(Т2) на какое-то время остается без напряжения. В данном случае устройством АВР будет введен в работу СВ.

- при возникновении дефекта одного из трансформаторов газовая, дифференциальная релейная защита или МТЗ производит отключение выключателей по низкой и высокой сторонах напряжения относительно поврежденного трансформатора. Вследствие чего по стороне низкого

напряжения системой АВР будут включены в работу секционные выключатели, тем самым конечный потребитель обесточен не будет.

На стороне 6 кВ выбираем схему представленную на рисунке 6.

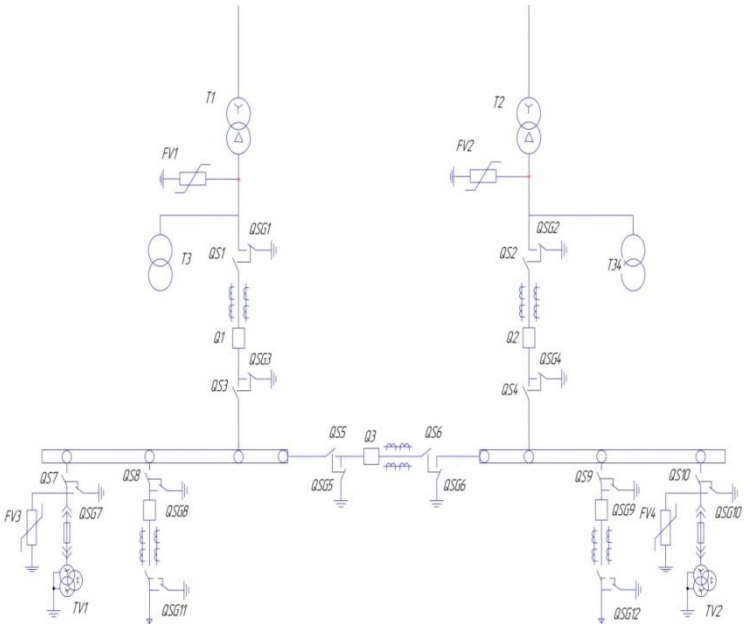

Рисунок 6 – Схема РУ 6 кВ

Работа системы.

- в установившемся нормальном режиме функционирования Q1, Q2 имеют замкнутые контакты. Q3 находится в резерве. Контактные части QS1… QS10 замкнуты. Электроснабжение потребителей осуществляется с помощью выключателей и разъединителей, а также с использованием трансформаторов.

- при отключении напряжения I (II) секции шин системой АВР будет осуществлено отключение Q1 (Q2) и введен в работу СВ Q3.

- при возникновении дефекта одного из трансформаторов газовая, дифференциальная релейная защита или МТЗ производит отключение выключателей по низкой и высокой сторонах напряжения относительно поврежденного трансформатора. Вследствие чего по стороне НН системой АВР будут включены в работу СВ.

Таким образом, при реконструкции ОРУ-110 кВ и ЗРУ-6 кВ будут учтены описанные требования по повышению структурной надежности СЭС потребителей.

4 Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов подстанции «Западная»

Выбор мощности трансформаторов производится на основании технико-экономического расчета, исходя из полной расчетной нагрузки объекта, удельной плотности нагрузки, стоимости электроэнергии и других факторов. Оптимальная мощность соответствует минимальным приведенным затратам.

При выборе мощности трансформаторов так же учитывается возможность кратковременных перегрузок, если они не превышают 40% номинальной мощности трансформатора, на время прохождения максимума нагрузки [16,78].

На подстанции «Западная» имеется два уровня напряжения 110 кВ и 6 кВ, потребители 1 и 2 категории, следовательно, подстанция должна иметь два трехфазных двухобмоточных трансформатора.

Для двухтрансформаторной подстанции, исходя из допустимой аварийной перегрузки (40%), принято использовать приближенное выражение:

$$S_{номТ} = 0,7 \times S_{\max} \quad (5)$$

$$S_{номТ} = 0,7 \cdot 28006 = 19604 \text{ кВА}$$

$$S_{НОМ.Т2} > S_{НОМ.Т1} \geq S_{НОМ.Т}$$

$$40 \text{ МВА} \geq 25 \text{ МВА} \geq 19,6 \text{ МВА}$$

Для дальнейшего рассмотрения выбираем два трансформатора:

1) ТРДН – 25000/110/6/6 кВА;
2) ТРДН – 16000/110/6/6 кВА.

4.1 Технико-экономический расчет трансформатора ТРДН–25000/110/6/6 кВА

Технические данные ТРДН – 25000/110/6/6 кВА:

$\Delta P_{XX} = 29$ кВт $\quad I_{XX\%} = 0,8$ % $\quad \Delta P_{КЗ} = 120$ кВт $\quad U_{К\%} = 10.5\%$.

1. Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$P_x^{`} = P_x + K_{ип} \cdot Q_x \quad (6)$$

$$P_x^{`} = 29 + 0,05 \cdot 200 = 39 \text{ кВт},$$

где: $К_{ип}$ – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителя от источника питания и составляет 0.02-0.2 кВт/квар. Для расчетов принимаем $К_{ип}$=0.05 кВт/квар.

2. Потери реактивной мощности трансформатора на х.х.:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном\,т} \quad (7)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,8}{100} \cdot 25000 = 200 \text{ кВар}$$

3. Напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$U_{КВ} = 0,125 \cdot U_{ВН-НН} \quad (8)$$

$$U_{КВ} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{К.НН1} = U_{К.НН2} = 1,75 \cdot U_{ВН-НН} \quad (9)$$

$$U_{К.НН1} = U_{К.НН2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,38\%$$

4. Потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_К = \frac{U_{К}\,\%}{100} \cdot S_{Н.Т} \quad (10)$$

$$Q_{КВ}\,\frac{1,31}{100} \cdot 25000 = 328,13 \text{ кВар}$$

$$Q_{КС}\,\frac{18,38}{100} \cdot 25000 = 4593,75 \text{ кВар}$$

5. Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$P'_{КВ} = P_{КВН} + K_{ИП} \cdot Q_{КВ}, \quad (11)$$

$$P'_{КВ} = 0 + 0.05 \cdot 328,13 = 16,41 \text{ кВт},$$

где $P_{КВН} = 0$.

$$P'_{КН-1} = P'_{КН-2} = P_{КН} + К_{ИП} \cdot Q_{КН} \quad (12)$$

$$P'_{КН-1} = 2 \cdot 120 + 0.05 \cdot 4593,75 = 496,69 \text{ кВт}$$

$$P'_{К} = P'_{КН} + P'_{КВ} \quad (13)$$

$$P'_{К} = 496,69 + 16,41 = 513,10 \text{ кВт}$$

6. Коэффициент загрузки ВН обмотки трансформатора на i-ой ступени:

$$K_{зв} = \frac{S_{Bi}}{S_{НОМ.Т}} \quad (14)$$

$$K_{зв} = \frac{28008}{25000} = 1{,}12$$

7. Коэффициент загрузки НН обмотки трансформатора на i-ой ступени:

$$K_{зн} = \frac{S_{Bi}}{S_{НОМ.Т}} \quad (15)$$

$$K_{зн} = \frac{28008}{2 \cdot 25000} = 0{,}56$$

8. Приведенные потери мощности:

$$P_T' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.нн1}^2 \cdot P_{к.нн}' + K_{загр.нн2}^2 \cdot P_{к.нн}' \quad (16)$$

$$P_T' = 39 + 1{,}12^2 \cdot 16{,}41 + 2 \cdot 0{,}56^2 \cdot 496{,}69 = 371{,}11 \text{ кВт}$$

9. Потеря электроэнергии холостого хода на *i*-й:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot P_x' \cdot T_i \quad (17)$$

10. Суммарная потеря холостого хода:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i} \quad (18)$$

11. Потери электроэнергии холостого хода на *i*-й ступени:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_т} \cdot Р_{к.вн} \cdot К_{зв}^2 \cdot Т_i + 2 \cdot \frac{1}{n_т} \cdot Р_{к.нн}' \cdot К_{зн}^2 \cdot Т_i; \quad (19)$$

где T_i – продолжительность нахождения нагрузки S_i на *i*-той ступени.

12. Суммарная потеря короткого замыкания:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i} \quad (20)$$

13. Потери электроэнергии в трансформаторах подстанции:

$$\Delta W_{пс} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{квi} + \Sigma \Delta W_{кн1i} + \Sigma \Delta W_{кн2i.} \quad (21)$$

14. Экономическая нагрузка $S_Э$, ниже которой целесообразно отключать один из трансформаторов:

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_т \cdot (n_т - 1) \cdot \frac{Р`_х}{Р`к}}; \quad (22)$$

$$S_{э.пс} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{39}{513,10}} = 9,74 \text{ МВА}.$$

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах целесообразно выполнять с помощью таблицы 2.

Таблица 2 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН-25000/110/6/6 кВА

						P`x				P`к.в	P`к.нн1	P`к.нн2
i	$S_{ВНi}$, МВА	$S_{НН1}$, МВА	$S_{НН2}$, МВА	n_i	T_i, ч	&Wxi, кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.нн1i}$	$k_{з.нн2i}$	&W к.вi, кВт*ч	&W к.нн1i, кВт*ч	&W к.нн2i, кВт*ч
1	28,008	14,004	14,004	2	500	29000	1,12	0,56	0,56	5149,12	38962,8	38962,8
2	25,148	12,574	12,574	2	100	5800	1,00	0,50	0,50	830,243	6282,35	6282,35
3	21,59	10,795	10,795	2	700	40600	0,86	0,43	0,43	4283,53	32413	32413
4	18,56	9,28	9,28	2	200	11600	0,74	0,37	0,37	904,45	6843,86	6843,86
5	15,1	7,55	7,55	2	1600	92800	0,60	0,30	0,30	4789,3	36240,1	36240,1
6	12,94	6,47	6,47	2	1000	58000	0,51	0,25	0,25	2198,2	16633,5	16633,5
7	9,606	4,803	4,803	1	500	14500	0,38	0,19	0,19	1211,39	9166,44	9166,44
8	9,016	4,508	4,508	1	1800	52200	0,36	0,18	0,18	3841,75	29070	29070
9	6,541	3,2705	3,2705	1	1000	29000	0,26	0,13	0,13	1123,35	8500,29	8500,29
10	4,865	2,4325	2,4325	1	400	11600	0,19	0,09	0,09	248,573	1880,92	1880,92
11	4,15	2,075	2,075	1	200	5800	0,16	0,08	0,08	90,4388	684,339	684,339
12	2,51	1,255	1,255	1	760	22040	0,10	0,05	0,05	125,716	951,276	951,276
					8760	372940				24796,1	187629	187629
Итого потери по ТП:					772993,7567							

$$\sum \Delta W_{xi} = 372940 \text{ кВт·ч}$$

$$\sum \Delta W_к = \Delta W_{к.вні} + \Delta W_{к.сні} + \Delta W_{к.ннi} \quad (23)$$

$$\sum \Delta W_к = 400054,10 \text{ кВт·ч}$$

$$\sum \Delta W_{ПС} = 772993,75 \text{ кВт·ч}$$

15.Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$И_{\Delta W_{ПС}} = C_{э,х}(T_х) \cdot \Delta W_х + C_{э,к}(\tau) \cdot \Delta W_к \quad (24)$$

$$И_{\Delta W_{ПС}} = 0,648 \cdot 372940 + 0,918 \cdot 400054,10 = 608914,78 \text{ руб}$$

где: $C_{э.х}$ $T_х = 0,648$ руб/кВт·ч – стоимость 1 кВт·ч потерь эл.энергии х.х. трансформаторов за время их работы в году; $C_{э.к}(t) = 0,918$ руб/кВт×ч стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь эл.энергии трансформатора .

Дальнейшее определение вариантов выбора трансформаторов производим методом приведенных затрат.

16. Ежегодные эксплуатационные издержки:

$$И_э = P_{сум} \cdot K_1, \qquad \text{где:} \quad P_{сум} = 0{,}094 \tag{25}$$

$$И_э = 0{,}094 \cdot 14000000 = 1316000 \text{ руб}$$

$$K_1 = 2 \cdot K \tag{26}$$

$$K_1 = 2 \cdot 7000000 = 14000000 \text{ руб}$$

17. Приведенные затраты:

$$З_{пр} = E_н \cdot K + И_э + И\Delta W_{пс} \tag{27}$$

$$З_{пр} = 0{,}33 \cdot 14000000 + 1316000 + 608914{,}78 = 6544914{,}78 \text{ руб}$$

4.2 Технико-экономический расчет трансформатора ТРДН – 40000/110/6/6 кВА

Технические данные ТРДН – 40000/110/6/6 кВА:

$\Delta P_{XX} = 42$ кВт $\quad I_{XX\%} = 0{,}7$ % $\quad \Delta P_{КЗ} = 175$ кВт $\quad U_{К\%} = 10.5\%$.

Расчет трансформатора ТРДН – 40000/110/6/6 кВА аналогичен.

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах целесообразно выполнять с помощью таблицы 3.

Таблица 3 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН-40000/110/6/6 кВА

						P`x				P`к.в	P`к.нн1	P`к.нн2
i	$S_{ВНi}$, МВА	$S_{НН1}$, МВА	$S_{НН2}$, МВА	n_i	T_i, ч	&W$_{xi}$, кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.нн1i}$	$k_{з.нн2i}$	&W$_{к.вi}$, кВт*ч	&W$_{к.нн1i}$, кВт*ч	&W$_{к.нн2i}$, кВт*ч
1	28,008	14,004	14,004	2	500	42000	0,70	0,35	0,35	3217,46	21986	21986
2	25,148	12,574	12,574	2	100	8400	0,62	0,31	0,31	518,784	3545,02	3545,02
3	21,59	10,795	10,795	2	700	58800	0,53	0,26	0,26	2676,59	18290,1	18290,1
4	18,56	9,28	9,28	2	200	16800	0,46	0,23	0,23	565,152	3861,87	3861,87
5	15,1	7,55	7,55	1	1600	67200	0,37	0,18	0,18	5985,26	40899,3	40899,3
6	12,94	6,47	6,47	1	1000	42000	0,32	0,16	0,16	2747,12	18772	18772
7	9,606	4,803	4,803	1	500	21000	0,24	0,12	0,12	756,945	5172,46	5172,46
8	9,016	4,508	4,508	1	1800	75600	0,22	0,11	0,11	2400,54	16403,7	16403,7
9	6,541	3,2705	3,2705	1	1000	42000	0,16	0,08	0,08	701,936	4796,56	4796,56
10	4,865	2,4325	2,4325	1	400	16800	0,12	0,06	0,06	155,323	1061,37	1061,37
11	4,15	2,075	2,075	1	200	8400	0,10	0,05	0,05	56,5113	386,161	386,161
12	2,51	1,255	1,255	1	760	31920	0,06	0,03	0,03	78,5544	536,788	536,788
Итого потери по ТП:					8760	430920				19860,2	135711	135711

	722202,80

$$\sum \Delta W_{xi} = 430920 \text{ кВт·ч}$$

$$\sum \Delta W_{к} = 291282,20 \text{ кВт·ч}$$

$$\sum \Delta W_{ПС} = 722202,80 \text{ кВт·ч}$$

1.Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$И_{\Delta W_{ПС}} = 0,648 \cdot 430920 + 0,918 \cdot 29128,20 = 305975,84 \text{ руб},$$

2. Ежегодные эксплуатационные издержки:

$$И_{э} = 0,094 \cdot 30000000 = 1880000 \text{ руб}$$

$$К_{1} = 2 \cdot 15000000 = 30000000 \text{ руб}$$

3. Приведенные затраты:

$$З_{пр} = 0,33 \cdot 30000000 + 1880000 + 305975,84 = 12085975,84 \text{ руб}$$

Таблица 4 – Сопоставление двух вариантов

Трансформатор	Приведенные затраты
ТРДН-25000/110/6/6 кВА	$З_{пр} = 6544914,78 руб$
ТРДН-40000/110/6/6 кВА	$З_{пр} = 12085975,84 руб$

Согласно данным по нагрузке подстанции с учетом перспективы развития района электроснабжения, а так же на основании наименьших приведенных затратах для установки выбираем трансформатор типа ТРДН 25000/110/6/6.

5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Западная»

Проведение расчетов токов короткого замыкания необходим при проектировании, реконструкции, техническом перевооружении для осуществления выбора электрооборудования, токоведущих частей, заземлений.

Расчет токов КЗ с целью осуществления выбора кабельной продукции производится по техническим и электродинамическим критериям при возникновении КЗ для определения характеристик срабатывания, определения чувствительности выбранных уставок РЗиА [16].

При проведении расчетов не предусматривают следующие параметры: сдвиг по фазе электродвижущей силы и смена частоты; ток намагничивания трансформаторов; емкостную проводимость ЛЭП и т.д.

Схема для расчётов токов КЗ представлена на рисунке 7.

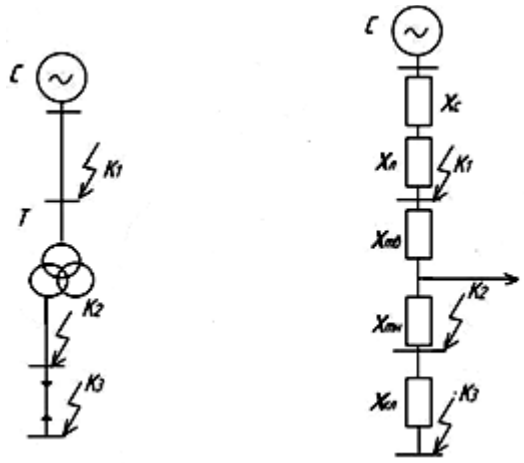

Рисунок 7 – Исходная схема для расчетов токов короткого замыкания

Исходные данные:

Система: $U_н = 115$ кВ $\quad x_c = 3,6$ Ом

Воздушная линия (до п\ст Западная): $x_o = 0,4$ Ом/км; $l = 2,5$ км; $U_н = 115$ кВ

Кабельные линии (п/ст Западная – РП-19): $x_o = 0,071$ Ом/км; $l = 1,39$ км; $U_н = 6,3$ кВ; $r_o = 0,13$ Ом/км.

Трансформатор: $S_н = 25,0$ МВА.

Определение параметров схемы замещения: при $S_б = 1000$ МВА.

5.1 Расчет токов К.З. в точке К1

Принимаем базисную мощность равную: $S_б$=1000 МВА.

Определим сопротивление системы:

$$x_C = x_0 \frac{S_б}{U_н^2} \quad (28)$$

$$x_C = 3,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,27 \text{ О.е.}$$

Определим сопротивление по линии 110 кВ:

$$X_Л = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_Б}{U_Н^2} \quad (29)$$

$$X_Л = 0,4 \cdot 1,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,05 \text{ О.е.},$$

где x_0 = 0,4 Ом/км – сопротивление 1 км воздушной линии.

Результирующее сопротивление для точки К1:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{вл} \quad (30)$$

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{вл} = 0,27 + 0,08 = 0,35 \text{ О.е.}$$

Определим периодическую слагающую токов К.З:

$$I_{К1} = \frac{S_{Б.}}{\sqrt{3} \cdot U_Н \cdot x_{\sum 1}} \quad (31)$$

$$I_{К1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,35} = 14,34 \text{ кА}$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{к1} = \sqrt{3} \cdot I_{к1} \cdot U_н \quad (32)$$

$$S_{к1} = 1,73 \cdot 14,34 \cdot 115 = 2852,94 \text{ МВА}$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_{у} \cdot I_{к1} . \quad (33)$$

$$i_{уд1} = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 14,34 = 36,50 \text{ кА}$$

где: $K_y = 1,8$ – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К.З.:

$$I_{У1} = I_{К1} \cdot \sqrt{1 + 2(K_{У1} - 1)^2} \quad (34)$$

$$I_{У1} = 14,34 \cdot \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 18,36 \text{ кА}$$

5.2 Расчет токов К.З. в точке К2

Принимаем базисную мощность равную: $S_б$=1000 *МВА*

Определяем сопротивление трансформатора обмотки ВН:

$$x_{*ТВ} = \frac{U_{квн}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{тн}} \quad (35)$$

$$x_{*ТВ} = \frac{0,787}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,31 \text{ О.е.}$$

$$U_{кв} = U_{к} \cdot 0,125 \quad (36)$$

$$U_{кв} = 6,3 \cdot 0,125 = 0,787$$

Определяем сопротивление трансформатора обмотки НН:

$$x_{*ТН} = \frac{U_{кнн}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{тн}} \quad (37)$$

$$x_{*ТН} = \frac{11,025}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,41 \text{ О.е.}$$

$$U_{кн} = U_{к} \cdot 1,75 \quad (38)$$

$$U_{кн} = 6,3 \cdot 1,75 = 11,025$$

Определяем суммарное сопротивление для точки К2:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{тв} + X_{тн} \quad (39)$$

$$X_{\Sigma 2} = 0,35 + 0,31 + 4,41 = 5,07 \text{ О.е.}$$

Определим периодическую слагающую токов К.З:

$$I_{К2} = \frac{S_{Б.}}{\sqrt{3} \cdot U_{Б} \cdot X_{\Sigma 2}} \quad (40)$$

$$I_{К2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 5,07} = 17,52 \text{ кА}$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{К2} = \sqrt{3} \cdot I_{К2} \cdot U_{Н} \quad (41)$$

$$S_{К2} = 1,73 \cdot 17,52 \cdot 6,3 = 191,18 \text{ МВА}$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{УД2} = \sqrt{2} \cdot K_{У} \cdot I_{К2} \quad (42)$$

$$i_{УД2} = 1,41 \cdot 1,72 \cdot 17,2 = 41,8 \text{ кА}$$

где: $К_У = 1,72$ – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К.З.:

$$I_{У2} = I_{К2} \cdot \sqrt{1 + 2(K_{У} - 1)^2}; \quad (43)$$

$$I_{У2} = 17,52 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 24,99 \text{ кА}.$$

5.3 Расчет токов К.З в точке К3 (на сборных шинах РП-19 РУ-6 кВ)

Определяем сопротивление кабельной линии:

$$X_{КЛ} = X_0 \cdot I \quad (44)$$

$$X_{КЛ} = \frac{0,071 \cdot 1,39}{2} = 0,05 \text{ Ом}$$

$$R_{КЛ} = R_0 \cdot I \quad (45)$$

$$R_{КЛ} = \frac{0,13 \cdot 1,39}{2} = 0,09 \text{ Ом}$$

$$Z_{КЛ} = \sqrt{X^2_{КЛ} + R^2_{КЛ}} \quad (46)$$

$$Z_{КЛ} = \sqrt{0,05^2 + 0,09^2} = 0,102 \text{ Ом}$$

$$Z_{КЛ} = Z_{КЛ} \frac{S_б}{U_{СН}^2} \quad (47)$$

$$Z_{КЛ} = 0,102 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 2,57 \text{ О.е.}$$

Определяем суммарное сопротивление для точки К3:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 1} + X_{ТВ} + X_{ТН} + Z_{КЛ} \quad (48)$$

$$X_{\Sigma 3} = 0,35 + 0,31 + 4,41 + 2,57 = 7,64 \text{ О.е.}$$

Определим периодическую слагающую токов К.З:

$$I_{К3} = \frac{S_{Б.}}{\sqrt{3} \cdot U_Б \cdot X_{\Sigma 2}} \quad (49)$$

$$I_{К3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,5 \cdot 7,64} = 11,62 \text{ кА}$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{К3} = \sqrt{3} \cdot I_{К3} \cdot U_Н \quad (50)$$

$$S_{К3} = 1,73 \cdot 11,62 \cdot 6,3 = 126,64 \text{ МВА}$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{УД3} = \sqrt{2} \cdot K_У \cdot I_{К3} \quad (51)$$

$$i_{УД3} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 11,62 = 28,26 \text{ кА}$$

где: $К_У = 1,72$ – ударный коэффициент [15,19].

Определяем действующие значения полного тока К.З.:

$$I_{У3} = I_{К3} \cdot \sqrt{1 + 2(K_У - 1)^2};$$

$$I_{У3} = 11,62 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 16,54 \text{ кА}$$

Данные расчетов КЗ подстанции «Западная» сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Данные расчетов токов короткого замыкания подстанции

Точки К.З.	*Iк, кА*	*iуд, кА*	*Iу, кА*	*Sк.з., МВА*

К1	14,34	36,50	18,36	2852,94
К2	17,52	41,80	24,99	191,18
К3	11,62	28,26	16,54	126,64

6 Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей подстанции «Западная»

Все элементы электросистемы могут находиться в трех основных режимах функционирования: в режиме номинальной нагрузки (самый продолжительный режим работы), режиме перегрузок (до 40%) и в режиме КЗ.

При номинальном режиме эксплуатации надежное функционирование оборудования обусловлено верным выбором их по номинальному току и напряжению [9].

При ненормальном режиме, когда величина суммарной нагрузки превышает допустимое (номинальное) значение надежное функционирование оборудования лимитировано по продолжительности, а время пребывания оборудования в данном состоянии исключительно зависит от величин тока и напряжения. Так для каждой единицы электротехнической системы имеется диапазон значений тока и напряжений, при котором гарантируется работа без разрушения его целостности.

При режиме короткого замыкания надежное функционирование оборудования обусловлено соотношением выбранных характеристик данного оборудования по условиям термической и электродинамической стойкости.

Для коммутационной аппаратуры, за исключением аппаратуры с ручным приводом, добавляются обязательный параметр, который характеризует отключающую способность.

При выборе оборудования и токоведущих частей необходимо принимать во внимание род установки. Иными словами место установки может быть либо внутри помещения, либо на открытом воздухе. Также следует учитывать климатические особенности.

Схемы для расчета токов короткого замыкания выбираются или строятся таким образом, чтобы были учтены самые неблагоприятные тяжелые условия

функционирования исследуемой системы. На расчётной схеме выбирается ряд точек короткого замыкания (условно), в которых через установку, при котором замыкание протекает наибольший ток.

После проведения необходимых расчетов, выбранное оборудование и другие токоведущие части должны отвечать требованиям технико-экономического расчета.

6.1 Выбор оборудования 110 кВ

6.1.1 Выбор выключателей

Высоковольтные выключатели подразделяются на: масляные; электромагнитные; воздушные; вакуумные; элегазовые.

Одними из первых были разработаны масляные выключатели. Они и по сей день используются на различных подстанциях и электроустановках. Данные коммутационные аппараты способны производить отключения больших токов короткого замыкания. Однако у них имеются серьезные недостатки, которые побудили конструкторов и разработчиков к поиску новых технических решений. Масляные выключатели обладают высокой пожароопасностью и требуют значительных капитальных затрат на сервисное обслуживание.

На смену масляным выключателем пришли электромагнитные и воздушные выключатели. Они не смогли завоевать рынок электротехники, потому как обладали серьезными недостатками, такими как внушительные габариты. В связи с чем, они не всегда могли быть использованы при проведении реконструкций подстанций.

Следующим этапом в развитии коммутационной аппаратуры является создание новых вакуумных и элегазовых выключателей.

В сетях 110 кВ электроснабжающие организации начали масштабное применение элегазовых выключателей, а также замену масляных и воздушных на указанные типы оборудования, так как они имеют более высокую

электрическую прочность по сравнению со своими предшественниками и теплопроводность, а также имеют более скромные габаритные размеры.

В свою очередь вакуумные выключатели заняли нишу более низкого класса напряжения от 6 до 35 кВ. Они наиболее востребованы и популярны на территории Российской Федерации и за ее пределами на международной энергетической арене.

Вакуумная коммутационная техника не лишена недостатков, однако имеет высокую популярность благодаря своей экологической чистоте в отличие от масляной и элегазовой техники. Современные разработки и научные изыскания в области гашения дуги подают надежду на создание в обозримом будущем вакуумной коммутационной аппаратуры высшие классы напряжения.

Рассмотрим более подробно элегазовую коммутационную технику. Данная техника развивается в различных направлениях и дает надежды на хорошие перспективы, так как прототипы новых разработок обладают весьма привлекательными технико-экономическими показателями.

Из всего разнообразий инновационных направлений в области элегазовой техники можно выделить следующие:

1. Модульные выключатели навысшие классы напряжения, предназначенные для гашения электрической дуги больших значений токов короткого замыкания. Данные серии выключателей способны функционировать в загрязненных и неблагоприятных климатических условиях.

2. Элегазовая коммутационная дугогасительная техника на классы напряжений от 10 до 35 кВ предназначенная для специального использования. Примером того может являться передвижные электрифицированные составы.

3. Еще одним из направлений являются разработки выключателей нагрузки в элегазовой среде на класс напряжения от 15 до 110 кВ, предназначенные для отключения при больших значениях емкостных и индукционных токов.

Преимущества: пожаробезопасность; быстродействие; высокая отключающая способность; сравнительно небольшой износ рабочих

поверхностей токоведущих контактов, а, следовательно, наличие хорошего и продолжительного рабочего ресурса; простота сервисного обслуживания; возможность проведения новых разработок на существующей основе.

Недостатки: необходимо иметь специальные устройства, позволяющие производить чистку узлов элегазового оборудования от шестифторовой серы; из-за сложности конструктивных элементов требуется использовать дорогостоящие высоконадежные уплотнительные изделия для удержания летучего элегаза;- значительные стоимостные затраты на изготовления камеры гашения дуги.

Общие сведения вакуумных выключателей.

В вакуумной дугогасительной технике гашение дуги осуществляется при помощи переключающих операций в ВДК.

Преимущества: повышенная стойкость к износу контактных токоведущих частей при осуществлении переключающих операций при номинальных значениях токов и напряжений. Количество коммутационных операций при номинальных значений токов и напряжений без замены вакуумно-дугогасительной камеры составляет от 10000 до 50000; сервисное обслуживание вакуумнодугогасительных аппаратов сводится к смазке подвижных механических сочленений устройства с периодичностью один раз в пять лет; возможность использования вакуумного оборудования в агрессивных средах; значительный спектр температур использования, в которых возможна стабильная работа вакуумнодугогасительной камеры; высокая вибрационная стойкость, а также стойкость к ударным нагрузкам. Причиной этого является незначительная масса и малогабаритность агрегатов; в связи с тем, что вакуумная аппаратура имеет меньшие габариты по сравнению с масляными производители высоковольтных ячеек наладили производство малогабаритных ячеек с продольным и поперечным расположением переключающего устройства. Это позволило при проведении реконструкции РУ, РП усанавливать большее количество распределительных ячеек, а, следовательно, присоединять большее количество потребителей, передовая тем самым больше

электрической мощности; удобство сервисного обслуживания и отсутствие разлива трансформаторного масла и его замены при отключении выключателя от токов короткого замыкания; не осуществляется загрязнение окружающей среды; высоконадежность и безопасность конструкции; малые затраты по времени при монтаже или замене переключающего устройства.

Недостатки: высокая степень внутренних коммутационных перенапряжений, что в свою очередь неблаготворно сказывается на приборах и электрическом оборудовании, включенных в линию, в связи с чем, требуется установка дополнительных защит для предотвращения пагубного воздействия; высокая стоимость вакуумных выключателей по сравнению с элегазовыми и другими выключателями. Разница стоимости начинает значительно увеличиваться с увеличением класса напряжения.

Таблица 6 – Сравнение вакуумного и элегазового выключателя

Наименование параметра	ВБП-110III-31,5/2500	ВГТ-110II-40/2500
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2500	2500
Номинальный ток отключения, кА	31,5	40
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	40	40
Цена, руб.	1250000	980000

Выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-110III-40/2000У1, так как он соответствуют требованиям технико-экономической целесообразности.

ВГТ-110III-40/2500 – выключатель предназначенный для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах.

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}$, кВ	110	110
По ном. току	$I \leq I_{ном}$, А	176	2500
По отключ. способности	$I_{п.\tau} \leq I_{ном.откл}$, кА	14,34	40
По эл-дин. стойк.	$i_{уд.} \leq i_{пр.с}$, кА	36,5	80

Рассматриваемый выключатель проходит по заданным параметрам.

6.1.2 Выбор разъединителей

Рабочий ток:

$$I_{раб} = \frac{K_{пер} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_н} \quad (52)$$

$$I_{раб} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А}$$

Результаты выбора сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор и проверка разъединителей

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \le U_{ном}$, кВ	110	110
По ном. длит. току	$I_{раб} \le I_{ном}$, А	176	1250
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд} \le i_{пр.с}$, кА	36.5	80

К установке принимаем разъединитель: РГПЗ-1-IV-110/1250

6.1.3 Выбор заземлителя

Для создания искусственного короткого замыкания в нейтрали трансформатора устанавливается однополюсный заземлитель. Выбор и проверка заземлителя осуществляется по номинальному напряжению, электродинамической и термической стойкости, данные по которому представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка заземлителя

Параметр	Условие	Расчёт.данные	Паспорт. данные
По напряжению	$U_{уст} \le U_{ном}$, кВ	110	110
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд} \le i_{пр.с}$, кА	36.5	40

Таким образом, для заземления нейтрали трансформатора применяем однополюсный заземлитель ЗОН-110М-УХЛ1.

6.1.4 Выбор трансформаторов тока

Приборы на 110 кВ Амперметр Э – 377 S = 0.1 ВА.

Выбор и проверку трансформатора тока оформим в виде таблицы 10.

Таблица 10 - Выбор трансформатора тока

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}$, кВ	110	110
По ном. току	$I_{норм} \leq I_{ном}$, А	176	600
По эл-дин. стойк-ти	$i_у \leq i_{пр.с}$, кА	18.36	26,4

К установке принимаем трансформатор тока ТВТ 110 – III – 600/5

6.1.5 Выбор ОПН-110 кВ

Одним из основных видов защиты от внешних и внутренних перенапряжений является РВ и ОПН. При составлении оперативных схем защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений электрических аппаратов и устройств РУ с использованием ограничителей перенапряжения и разрядников требуется решить 2 вопроса:

1. Выбор количества и места расположения р распределительной установке для наилучшего обеспечения защиты изоляции от всех видов перенапряжений.

2. Обеспечение надежного функционирования самих защитных аппаратов при воздействии на них номинального значения напряжения и квазистационарных перенапряжений, для которых данный ЗА не рассчитаны.

Защитные параметры вентильных разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжения основаны на нелинейности ВАХ. Функционирование данных защит заключается в том, что при повышенном напряжении (перенапряжении) происходит существенное снижение сопротивления, а при стабилизации рабочего напряжения до номинальных значений происходит возрастание сопротивления защитных аппаратов. Невысокая нелинейность ВАХ в РВ не может гарантировать единовременно стабильно высокое ограничение перенапряжения и малые значения токов проводимости при воздействии номинального напряжения. В связи с чем, в конструкции РВ были применены искровые промежутки, включаемые

поочередно с нелинейными элементами и дозволяющие избегать влияния на номинальное напряжение и срабатывающие только при появлении перенапряжении. Благодаря наибольшей нелинейности в оксидно-цинковых сопротивлениях ОПН стало возможным уйти от применения в системах защитных аппаратов искровых промежутков. Таким образом, нелинейные элементы ограничителей перенапряжения присоединены к электрической сети в течении всего срока функционирования основного электротехнического оборудования (замета только при реконструкции или аварийном восстановлении).

В настоящее время на новых подстанциях и распределительных устройствах РВ не устанавливаются. Их место прочно заняли нелинейные ограничители перенапряжения.

ОПН возможно использовать как внутри помещений, так и вне строительных частей подстанций на возвышенностях до 1000 метров над уровнем моря,а также в климатических зонах УХЛ, УХЛ1 при температуре окружающей среды от -60 до +60 градусов по шкале Цельсия. Частота колебаний напряжения может находиться в герцевом диапазоне от 48 до 68Гц.

Номинальное рабочее напряжение, при котором ОПН может длительное время на всем промежутке эксплуатации обеспечивать требуемую защиту и надежную работу, не должно превышать, установленное производителем, его наибольшее длительно-допустимое рабочее напряжение.

Преимущества: высокая эффективность; высокая электрическая устойчивость при внешних перенапряжениях; высокая динамическая стойкость; высокая надежность функционирования; грязестойкость; антивандальная конструкция.

Конструктивно ограничитель перенапряжения состоит из колонки обработанной изоляционным покрытием. Оболочка, помимо изолирующей выполняет защитную функцию для защиты от механических повреждений.

Для сравнения выбираем два ограничителя перенапряжения, ОПН-П-110-УХЛ1 и ОПН-Ф-110-УХЛ1 производимых ООО «Завод энергозащитных

устройств». Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения

Характеристики	ОПН-П-110-УХЛ1	ОПН-Ф-110-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110	110
Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А	700	700
Номинальный разрядный ток, кА	20	20
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ	56	56
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: - 5000 А, кВ, не более - 10000 А, кВ, не более - 20000 А, кВ, не более	 155 168 182	 155 168 182
Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	100	100
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе 1/4 мкс с амплитудой номинального разрядного тока, кВ, не более	195	195
Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ	6,0	6,0
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	315	315
Полный грозовой импульс по ГОСТ 1516.2 с амплитудой, кВ	229	229
Одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, кВ действ	143	143
Расчетный срок эксплуатации, лет.	30	30
Гарантийный срок, лет.	6	5
Цена, руб.	28700	35000

Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110-УХЛ1, т.к. при равных характеристиках он имеет меньшую стоимость.

6.2 Выбор оборудования 6 кВ

Головным электрооборудованием закрытого распределительного устройства 6 кВ можно считать силовую ячейку, которая в зависимости от требования потребителя может оснащаться различный коммутационным оборудованием и средствами релейной защиты и автоматики. Комплект ячеек, собранных и присоединенных в одну электрическую цепь образуют одну или

несколько секций сборных шин, которые могут быть секционированными друг относительно друга.

На основании проведенного ранее анализа существующего электротехнического оборудования был сделан вывод о необходимости замены всего действующего оборудования с целью обеспечения повышения надежности функционирования структурной схемы системы электроснабжения произведем выбор новых силовых ячеек и соответствующего оборудования.

6.2.1 Выбор высоковольтных ячеек

Сертифицированная ячейка типа КРУС-75 имеет существенные преимущества перед существующими аналогами российского и западного производства. К основным преимуществам можно отнести:

- малыми габаритами;
- простота и доступность основных узлов для проведения комплексного сервисного обслуживания в процессе эксплуатации;
- множество инновационных идей, реализованных в данную конструкцию.

Данные ячейки оснащены выкатными элементами, которые могут быть выполнены в виде выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения, трансформаторов собственных нужд и т.д.

Когда выкатной элемент (тележка) находится в ремонтном положении, то есть полностью выкачена из силовой ячейки, все основные токоведущие части и механизмы находятся в прямой доступности для проведения сервисного обслуживания. Контактные части в данной конструкции сконструированы в виде втычных контактов. Отсек, предусмотренный для релейной защиты и аппаратуры, оснащен светодиодной подсветкой.

Главной особенностью ячейки КРУС-75 является способность сохранять целостность оперативного тока в момент нахождения выкатного элемента в ремонтном положении.

Во всех подобных конструкциях основным уязвимым элементом выкатного элемента являются высоковольтные контактные части, в связи с чем разработчиками произведено увеличение контактной части с 20 до 30 мм. Сами же сочленяемые узлы выполнены из бериллиевой бронзы. Данный материал обладает хорошими пружинистыми свойствами, именно поэтому конструкция не требует дополнительных металлических пружин. Дополнительным характерным качеством, которым обладает данное оборудование заключается в то, что контактные части не боятся высоких температур (нагрева).

Рассмотренная ячейка комплектно оснащается вакуумным выключателем серии BB\TEL.

Перейдем к рассмотрению модульной ячейки серии Schneider Electric SM6. Корпус данной ячейки выполнен из стали. Ячейка комплектно оснащается в отличие от ячейки КРУС-75 элегазовыми выключателями.

Данные ячейки устанавливаются со стороны напряжения 6 или 10 кВ в закрытых распределительных устройствах главных понизительных подстанций, распределительных пунктах соответствующего класса напряжения и распределительных устройствах энергоснабжающих организациях.

Модульные ячейки SM6 отвечают всем необходимым требованиям, действующим на территории Российской Федерации. Безопасны как для оперативного, так и для ремонтного персонала, просты и удобны при эксплуатации. Рекомендованный производителем срок эксплуатации электрооборудования составляет 30 лет при нормальных условия сервисного обслуживания.

Также как и ячейки серии КРУС-75 ячейки SM6 относятся к малогабаритным, так как заявленная ширина ячейки с высоковольтным выключателем составляет 750 мм.

Присоединение кабельных линий производится с лицевой стороны ячейки. Необходимые органы управления для совершения требуемых манипуляций расположены на фронтальной панели, собственно, что упрощает использование.

Таблица 15 – Сравнение ячеек

Наименование параметра	**КРУС-СЭЩ-75**	**SM6**
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12,0	7,2; 12,5
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальный ток сборных шин, А:	630, 1000	630, 1250
Номинальный ток главных цепей:	630, 1000	630, 1250
Ток термической стойкости главных цепей, при времени протекания 3с, кА	20	25
Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51	50
Номинальный ток отключения вакуумного контактора, кА:	20	25
Ширина	750	375-750
Высота	2052	1600(2050)
Глубина	900	1200
Высота над уровнем моря, м	1000	1000
Нижнее значение температуры окружающего воздуха, С	-20	-20
Верхнее значение температуры окружающего воздуха, С	+40	+40
Стоимость	750 000	1 040 000

В процессе сравнения двух типов КРУ выбираем ячейки типа КРУС-СЭЩ-75 на основании меньших приведенных затрат.

6.2.2 Выбор выключателей 6 кВ

Выключатели выбирают по номинальному значению напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению и коммутационной способности. Выбранные выключатели проверяют на стойкость при сквозных токах КЗ.

$$I_{р} = \frac{K_{п} \cdot S_{Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} \quad (53)$$

$$I_{р} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3200 \text{ А}$$

Выбор и проверку выключателей, устанавливаемых на вводе в ячейках ЗРУ ГПП, оформим в виде таблицы 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка выключателей

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \le U_{ном}$, кВ	6	6
По ном. току	$I \le I_{ном}$, А	3200	3200
По отключ. способности	$I_{п.\tau} \le I_{ном.откл}$, кА	1,45	7,2
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд} \le i_{пр.с}$, кА	18,7	20

Установленные выключатели соответствуют расчетным показателям.

6.2.3 Выбор трансформаторов тока

Выбор и проверку трансформатора тока оформим в виде таблицы 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка трансформатора тока

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \le U_{ном}$, кВ	6	6
По ном. току	$I_{норм} \le I_{ном}$, А	3200	4000
По эл-дин. стойк-ти	$i_{у} \le i_{пр.с}$, кА	14,7	254,6

Для расчёта Z_2 выбираем приборы, устанавливаемые на п/ст на стороне 6 кВ, которые сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчёт суммарной нагрузки приборов

Тип приборов	Число	Нагрузка $S_{пр}$, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Э-42702	3	0,1	0,1	0,1
Меркурий 230 AR	1	0,1		
Итого:		0,4		

Сопротивление приборов:

$$R_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_T^2}, \qquad \text{где } I_2 = 5 \text{ А}. \tag{54}$$

$$R_{приб.} = \frac{0,4}{5^2} = 0,016 \text{ Ом}.$$

Полное вторичное сопротивление:

$$R_{пров} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{конт}, \quad (55)$$

$$R_{пров} = 1,2 - 0,016 - 0,1 = 1,084 \text{ Ом}.$$

где сопротивление контактов принимаем $R_К = 0,1$ Ом.

Сечение проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} \quad (56)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,084} = 1,12 мм^2$$

Принимаем медные жилы сечением S = 1.5мм^2.

К установке принимаем трансформатор тока ТОЛ-6-4000/5.

6.2.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор приборов для ТН приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор приборов для трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА	Кол-во, шт	Общая мощность, ВА
Вольтметр	Э-42702	2	2	4
Ваттметр	Д-365	1,5	1	1,5
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
Меркурий 230 AR		0,65	1	0,65
Итого:				S_{Σ}=7,65

Мощность подключаемых приборов: $S_{приб} = 7,65$ ВА.

Проверку трансформатора напряжения оформим в виде таблицы 20.

Таблица 20 – Проверка трансформатора напряжения

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению установки	$U_{уст} \le U_{ном}$, кВ	6	6
По вторичной нагрузке	$S_{2\Sigma} \le S_{ном}$, ВА	7,65	120

К установке принимаем трансформатор напряжения НАМИТ – 6 – 2, соответствующий классу точности 0,5.

6.2.5 Выбор предохранителей

Предохранители выбираются для защиты трансформаторов напряжения по следующим условиям:

Номинальному напряжению $U_{уст} < U_{ном}$.

Номинальному току $I_п < I_н$.

$$I_{раб} = \frac{\Sigma S_{приб}}{\sqrt{3}U_м} \quad (57)$$

$$I_{раб} = \frac{0,0765}{1,73 \cdot 6,3} = 0,007 \text{ А}$$

$$0,007 < I_М = 3.2 \text{ А}$$

Выбираем предохранители типа ПН - 01-6.

6.2.6. Выбор ограничителей перенапряжения на стороне 6 кВ

С целью выбора наиболее качественного и дешевого оборудования рассмотрим 2 ограничителя перенапряжения ОПН-П-6/7,2/10 и ОПН-Ф-6-7,2/10. Сравнение осуществляем по заводским параметрам и стоимостным характеристикам. Данные представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения

Характеристики	ОПН-П-6/7,2/10-УХЛ1	ОПН-Ф-6/7,2/10-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	6	6
Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А	400	400
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ	7,2	7,2
Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ	4,0	4,0
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	15,7	15,7
Одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, кВ действ	34,0	34,0
Расчетный срок эксплуатации, лет.	30	25
Гарантийный срок, лет.	6	5
Цена, руб	1380	1560

К установке принимаем ограничитель перенапряжения серии ОПН-П, в связи с тем, что при схожих параметрах ограничитель данной серии имеет меньшую цену.

Стоит также отметить, что ОПН выбранной серии может быть охарактеризован как: влагонепроницаемый, цельнолитой корпус; кремнеорганическая наружная изоляция; наличие высокой термической, механической и электродинамической стойкости; повышенная стойкость к химическим средам; взравозащищенность; высокий контроль качества на всех этапах производства; оптимальное соответствие стоимости продукта к показателям его качества.

6.3 Выбор и проверка кабелей на 6 кВ

Выбор кабельной линии между ТП-183 и ТП-184.

1) Определение расчетного тока в нормальном режиме

$$I_{1\,расч.} = \frac{S_{р.л.}}{\sqrt{3} \cdot U_н} \tag{58}$$

$$I_{1\,расч.} = \frac{630 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 81 \text{ А}$$

2) Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока

$$F_э = I_{р.л}/j_{эк}\ , \tag{59}$$

где $j_{эк} = 1,2$ – нормативное значение экономической плотности тока [6].

Результаты расчетов занесены в таблицу 22.

Таблица 22

Расчетные сечения, мм^2	Стандартные сечения, мм^2	Длительно допустимый ток, А
$F_{э1} = 81/1,2 = 67,5$	70	165

Рассматриваем кабель АСБГ (3×70)

где А - алюминиевая жила; С – свинцовая оболочка; Б – бронированный; Г – броня без джутового покрова

3) Проверка выбранных сечений кабелей по нагреву

$$I_{i\,доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{доп} \quad (60)$$

$$I_{iдоп} = 1{,}2 \cdot 0{,}87 \cdot 165 = 172 \text{ А}$$

где $k_1 = 1{,}2$ - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды [6]; $k_2 = 0{,}87$- поправочный коэффициент на число кабелей, проложенных рядом на расстоянии 200 мм друг от друга [6];

Таблица 23 - Характеристики кабеля

Сечение, мм^2	70
$I_{iдоп}$,А	165
$I_{расч.}$,А	81

$$I_{i\,доп} > I_{1\,расч}$$

$$165 \text{ А} > 81 \text{ А}$$

Следовательно, кабель подходит по нагреву.

4) Проверка выбранных сечений по условиям токораспределения в доаварийном режиме.

$$I_{i\,доп.ав.} = 1{,}3 \cdot I_{i\,доп} \text{ , А} \quad (61)$$

$$I_{1\,доп.ав.} = 1{,}3 \cdot 165 = 214 \text{ А}$$

Таблица 24 - Характеристики кабеля

Сечение, мм^2	70
$I_{i\,доп.ав.}$, А	214
$I_{расч.}$,А	165

Проверка выбранных сечений по условиям токораспределения в доаварийном режиме показывает, что кабель подходит для дальнейшего рассмотрения.

4) Проверка сечения жил кабелей по потерям напряжения

$$\Delta U = I_{доав} \cdot r \cdot \cos\varphi, \quad (62)$$

где $\cos\varphi = 0,\ 84$; $r = r_o l$ - активное сопротивление кабеля; l=800м.

$$\Delta U_л = 0{,}8 \cdot 81 \cdot 0{,}84 \cdot 0{,}445 = 24 \text{ В} \rightarrow 0{,}38\ \%$$

$$U = U_{ном} - \Delta U_л = 6300 - 24 = 6276 \text{ В};$$

Согласно полученным результатам, максимальные потери на линии составляют 0,38 %. Следовательно, сечения жил кабелей проходят по проверке потерь напряжения.

6.4 Выбор аппаратов и оборудования на 0.4 кВ

6.4.1 Выбор автоматического выключателя 0.4 кВ

Автоматический выключатель выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}$

   0,4 = 0,4 *кВ*.

2. Номинальному току: $I_р \leq I_{ном}$

$$I_р = \frac{S_{Н.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_н} \quad (63)$$

$$I_р = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910\text{А}$$

$$910 \leq 1000\ А$$

3. Конструктивному исполнению:

Для установки предлагается выключатель ВА-47 характеристиками:

- непрерывный рабочий ток $I_н$ = 2500 А;
- настраиваемый расцепитель перегрузки (0,4 – 1) $I_н$;
- выключающая способность (в зависимости от заказа): нормальная – 40 кА, средняя – 65 кА, высокая – 100 кА.

6.4.2 Выбор КРУ 0,4 кВ

Для установки в цехах принимаются КТП Самарского завода «Электрощит». РУ 0,4 кВ выполняется шкафами **ШН – 4**. Шкафы: ШН – 4.

Замена оборудования трансформаторных подстанции планируется вместе со строительными сооружениями. Вместо настоящих зданий ТП предполагается установка блочных двухтрансформаторных подстанций типа БКТП производства ЭЗОИС г. Самара.

7 Релейная защита и автоматика подстанции «Западная»

7.1 Описание РЗ и А подстанции «Западная» 110/6/6 кВ

В процессе эксплуатации электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и анормальные режимы работы, приводящие к резкому увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания.

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии [17].

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного анормального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели.

При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети.

При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии - оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени [20].

Одним из основных видов анормальных режимов являются перегрузки, представляющие серьезную опасность для изоляции электродвигателей, трансформаторов и генераторов. Защита от перегрузок осуществляется с

выдержкой времени большем, чем у защит от КЗ. Защита от перегрузок в сетях не предусматривается, так как в правильно спроектированной сети перегрузки маловероятны.

Таким образом, релейной защитой называют защиту электрических установок от возможных повреждений и анормальных режимов работы, осуществляемую посредством автоматических устройств. Основным назначением РЗ являются выявление места повреждения и быстрое автоматическое отключение выключателем поврежденного участка или оборудования, а также обнаружение нарушения нормального режима работы с последующей подачей предупредительного сигнала обслуживающему персоналу или отключением оборудования с выдержкой времени [20].

Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

1) Селективность

Селективностью или избирательностью защиты называется способность защиты отключать при КЗ только поврежденный участок сети;

2) Быстрота действия

Отключение КЗ должно производиться с возможно большей быстротой для ограничения размеров разрушения оборудования, повышения эффективности автоматического повторного включения линий и сборных шин, уменьшения продолжительности снижения напряжения у потребителей и сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, электростанций и энергосистемы в целом. Последнее из перечисленных условий является главным;

3) Чувствительность

Для того чтобы защита реагировала на отклонения от нормального режима, которые возникают при КЗ (увеличение тока, снижение напряжения и т. п.), она должна обладать определенной чувствительностью в пределах установленной зоны ее действия.

Чувствительность защиты принято характеризовать коэффициентом чувствительности $k_ч$. Для защит, реагирующих на ток КЗ,

$$k_ч = \frac{I_{к.\min}}{I_{с.з}}, \quad (64)$$

где $I_{к.min}$ - минимальный ток КЗ;

$I_{с.з}$ - наименьший ток, при котором защита начинает работать (ток срабатывания защиты);

4) Надежность

Требование надежности состоит в том, что защита должна безотказно работать при КЗ, в пределах установленной для нее зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается [18].

7.2 Описание РЗ и А подстанции «Западная» 110/6/6 кВ

В соответствии с ПУЭ на подстанции установлены следующие защиты. Защита вводов 6 кВ выполнена 2-х ступенчатой МТЗ на реле РТ-40, на отходящих линиях установлены МТО и МТЗ на реле РТ-40 с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Автоматика на подстанции выполнена в следующем объеме: автоматическое включение резерва (АВР) секционного выключателя 6 кВ при исчезновении напряжения на питающей линии, АВР трансформаторов собственных нужд, автоматическое включение обогрева счетчиков.

Оборудование релейной защиты и автоматики подстанции «Западная» имеет большой износ, что в аварийном режиме грозит отказом срабатывания. Это неизбежно повлечёт за собой поломку оборудования и нарушение электроснабжения потребителей, что не допустимо, так как подстанция «Западная» питает потребителей первой и второй категории. Предлагается заменить данное оборудование на микропроцессорные устройства защиты.

7.3 Защита силовых трансформаторов подстанции «Западная»

Защита трансформаторного оборудования будет обеспечена при помощи микропроцессорного устройства типа «Сириус-Т» [36].

7.3.1 Эксплуатационные возможности Сириус-Т:

- 2-х ступенчатая диф. защита;

- защита от повышенной нагрузки трансформатора по имеющимся классам напряжения;

- осуществления контроля функционирования трансформатора по заданным параметрам;

- автоматическое управление системой охлаждения трансформатора в зависимости от величин токов и температуры окружающей среды;

- возможность присоединения дополнительных защит по требованию заказчика или оперативного персонала;

- осуществление контроля и диагностики поступающих команд на отключение питания;

- осуществление диагностики терминала на правильность его функционирования;

- наличие базы хранения все хронологии операций оперативного персонала и событий, происходящих под действием защит и автоматики;

- возможность включение и отключение некоторых функций и защит при необходимости, используя несложные манипуляции;

- наличие всех наиболее известных интерфейсов для подключения к компьютерной технике;

- возможно подключение функции передачи информации об аварийных отключениях по средствам каналов связи на компьютер диспетчерского пункта.

7.4 Защита трансформаторов напряжения подстанции «Западная»

Защита трансформаторов напряжения будет обеспечена при помощи микропроцессорного устройства типа «Сириус-ТН» [36].

7.4.1 Эксплуатационные возможности устройства Сириус-ТН:

- диагностика наличия напряжения в сети;

- реле отсутствия напряжения в сети;

- реле блокировки при срабатывании максимальной токовой защиты;

- защита от минимального напряжения;

- защита от перенапряжения;

- АЧР для обеих секций сборных шин;

- ЧАПВ;

- система АВР;

7.5 Защита отходящих линий подстанции «Западная»

Защита отходящих линий будет обеспечена при помощи микропроцессорного устройства типа «Сириус-21-Л» [36].

7.5.1 Эксплуатационные возможности Сириус-21-Л:

- обеспечение всех необходимых функциональных защит, регламентированных нормативной документацией и правилами (Правила устройств электроустановок и Правила технической эксплуатации);

- возможность осуществления включения/отключения действия релейных защит, автоматики, задание соответствующих параметров для функционирования релейной техники;

- хранение, введение, удаление и использование информации об уставках срабатывания релейной защиты и автоматики;

- функция слежения за состоянием коммутационного аппарата и его цепей управления;

- возможно подключение функции передачи информации об аварийных отключениях по средствам каналов связи на компьютер диспетчерского пункта;

- обеспечение контроля за функционирование оборудования в течении всего периода эксплуатации;

- контроль над ложными срабатываниями;

- обеспечение высокой помехозащищенностью подаваемых сигналов при выполнении различных коммутационных и других операций.

7.5.2 Функции защиты, выполняемые устройством Сириус-21-Л:

- максимальная токовая защита от двух и трехфазных замыканий;
- защита от обрыва фазы питающей линии;
- защита от однофазных замыканий на землю;

7.5.3 Функции автоматики, выполняемые устройством Сириус-21-Л:

- возможно выполнения коммутационных операций по внешним командам;
- возможно присоединения дополнительных видов защит, работающих на фотоэлементах;
- УРОВ;
- возможно задействование одно- или двукратную систему автоматического повторного включения;
- автоматическое частотное регулирования.

7.6 Защита вводов 6 кВ подстанции «Западная»

Защита вводов напряжения 6 кВ будет обеспечена при помощи микропроцессорного устройства типа «Сириус-В» [36].

7.6.1 Эксплуатационные возможности Сириус-21-В:

- многоступенчатая максимальная токовая защита;
- ЗОФ;
- защита от минимального напряжения;
- возможно задействование однократную систему автоматического повторного включения;
- логическая защита системы сборных шин;
- система автоматического ввода резерва для осуществления операции включения секционного выключателя;
- дистанционное включение система автоматического ввода резерва;

7.7 Защита секционного выключателя 6 кВ подстанции «Западная»

Защита секционного выключателя будет обеспечена при помощи микропроцессорного устройства типа «Сириус-СВ» [36].

7.7.1 Эксплуатационные возможности Сириус-21-С:

- многоступенчатая максимальная токовая защита;
- логическая защита системы сборных шин;
- защита от обрыва фаз;
- УРОВ;
- возможно присоединения дополнительных видов защит, работающих на фотоэлементах;

7.8 Расчет уставок отходящей линии ф-7 подстанции «Западная»

7.8.1 Расчет сопротивления схемы замещения

Реактансы на шинах «Западная»

Zmin = 0,273 Ом Iкзmax = 14070 А

Zmax = 0,364 Ом Iкзmin = 10554 А

1) Сопротивление Zл1 и Z л2:

l_1= 1,1 км; r_o = 0,167 Ом/км; x_o = 0,073 Ом/км; $S_{каб}$=185 мм^2

$$Z_{л1} = \sqrt{(r_{л1})^2 + (x_{л1})^2} \quad (65)$$

$$Z_{л1} = \sqrt{0{,}183^{\,2} + 0{,}08^{\,2}} = 0{,}2 \text{Ом}$$

$$r_{л1} = r_o \cdot l_1 \quad (66)$$

$$r_{л1} = 0{,}167 \cdot 1{,}1 = 0{,}183 \text{ Ом}$$

$$x_{л1} = x_o \cdot l_1 \quad (67)$$

$$x_{л1} = 0{,}073 \cdot 1{,}1 = 0{,}08 \text{ Ом}$$

r_o = 0,129 Ом/км; $S_{каб}$=240 мм$^{2;}$ l_2= 0,985 км; x_o = 0,071 Ом/км

$$Z_{л2} = \sqrt{(r_{л2})^2 + (x_{л2})^2} \quad (68)$$

$$Z_{л2} = \sqrt{0{,}127^{\,2} + 0{,}07^{\,2}} = 0{,}144 \text{Ом}$$

$$r_{л2} = r_o \cdot l_2 \tag{69}$$

$$r_{л2} = 0{,}129 \cdot 0{,}985 = 0{,}127 \text{ Ом}$$

$$x_{л2} = x_o \cdot l_2 \tag{70}$$

$$x_{л2} = 0{,}071 \cdot 0{,}985 = 0{,}07 \text{ Ом}$$

2) Расчет $Z_{л3}$ и $Z_{л4}$:

$r_o = 0{,}258$ Ом/км; $S_{каб}$=120 мм$^{2;}$ l_3= 0,19 км; $x_o = 0{,}078$ Ом/км

$$Z_{л3} = \sqrt{0{,}049^{\,2} + 0{,}0148^{\,2}} = 0{,}051 \text{Ом}$$

$$r_{л3} = 0{,}258 \cdot 0{,}19 = 0{,}049 \text{ Ом}$$

$$x_{л3} = 0{,}078 \cdot 0{,}19 = 0{,}0148 \text{ Ом}$$

$r_o = 0{,}206$ Ом/км; $S_{каб}$=150 мм$^{2;}$ l_4= 0,23 км; $x_o = 0{,}076$ Ом/км

$$Z_{л4} = \sqrt{0{,}047^{\,2} + 0{,}017^{\,2}} = 0{,}05 \text{Ом}$$

$$r_{л4} = 0{,}206 \cdot 0{,}23 = 0{,}047 \text{ Ом}$$

$$x_{л4} = 0{,}076 \cdot 0{,}23 = 0{,}017 \text{ Ом}$$

3) Расчет $Z_{л5}$:

$r_o = 0{,}206$ Ом/км; $S_{каб}$=150 мм$^{2;}$ l_5= 0,27 км; $x_o = 0{,}076$ Ом/км

$$Z_{л5} = \sqrt{0{,}0556^{\,2} + 0{,}0205^{\,2}} = 0{,}059 \text{Ом}$$

$$r_{л5} = r_o \cdot l_5 = 0{,}206 \cdot 0{,}27 = 0{,}0556 \text{ Ом}$$

$$x_{л5} = 0{,}076 \cdot 0{,}27 = 0{,}0205 \text{ Ом}$$

4) Расчет сопротивления трансформатора S=400 кВА:

$Z_{тр} = 4{,}05$ Ом

$$Z_{тр} = \frac{U_{к\max}\% \cdot U_н^2}{100 \cdot S_{ном\ тр}} \tag{71}$$

7.8.2 Расчет токов короткого замыкания

1) $I_{кз\,(1)}$ на шинах ТП №1:

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} \quad (72)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 = 0,708 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(1)} = \frac{U}{\sqrt{3}\sum Z} \quad (73)$$

$$I_{кз(1)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,708} = \frac{6300}{1,224} = 5147\text{А}$$

2) $I_{кз\,(2)}$ за трансформатором ТП № 81:

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{тр-р} \quad (74)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 4,05 = 4,758 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(2)} = \frac{U}{\sqrt{3}\sum Z} \quad (75)$$

$$I_{кз(2)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,758} = \frac{6300}{8,23} = 765\text{А}$$

3) $I_{кз(3)}$ на шинах ТП №2 (ТП-80) в точке подключения доп. нагрузки:

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} \quad (76)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 0,051 + 0,05 = 0,805 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(3)} = \frac{U}{\sqrt{3}\sum Z} \quad (77)$$

$$I_{кз(3)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,805} = \frac{6300}{1,4} = 4500\text{А}$$

4) $I_{кз\,(4)}$ за трансформатором ТП №2 (ТП-80) (S = 630 кВА)

$$\sum Z = Z_P + Z_{обл} + Z_{тр-р} \quad (78)$$

$$\sum Z = 0,805 + 3,14 = 3,945 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(4)} = \frac{U}{\sqrt{3}\sum Z} \quad (79)$$

$$I_{кз(4)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 3,945} = \frac{6300}{6,824} = 923\text{А}$$

5) $I_{кз\,(5)}$ в конечной точке ТП №3 (ТП-395) на шинах 6кВ:

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} + Z_{л5} \quad (80)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 0,051 + 0,05 + 0,059 = 0,864 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(5)} = \frac{U}{\sqrt{3}\sum Z} \quad (81)$$

$$I_{кз(5)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,864} = \frac{6300}{1,49} = 4228\text{А} \approx 4200\text{А}$$

6) $I_{кз\,(6)}$ за трансформатором ТП №3 (ТП-395) (S = 400 кВА):

$$\sum Z = Z_P + Z_{обл} + Z_{тр-р} \quad (82)$$

$$\sum Z = 0,864 + 4,05 = 4,914 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(6)} = \frac{U}{\sqrt{3}\sum Z} \quad (83)$$

$$I_{кз(6)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,914} = \frac{6300}{19,9} = 316\text{А}$$

7.8.3 Расчет МТО

$$\sum \text{S}_{\text{ном}} = 2 \cdot 400 + 400 + 630 + 2 \cdot 400 = 2630 \text{ кВА}$$

$$\text{I}_{\text{ном}} = \frac{\sum \text{S}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (84)$$

$$\text{I}_{\text{ном}} = \frac{2630}{10,2} \approx 257\text{А}$$

1) Расчет МТО от броска токов намагничивания:

$$\text{I}_{\text{со}} = 3:4 \cdot I_{ном} \quad (85)$$

$$\text{I}_{\text{со}} = 3:4 \cdot 257 \geq 770A:1000A$$

2) Расчет $\text{I}_{\text{со}}$ от Iкз в конце линии:

$$\text{I}_{со} = 1,5 \cdot \text{I}_{кз} \quad (86)$$

$$\text{I}_{со} = 1,5 \cdot 923A = 1384\text{А} \approx 1400\text{А}$$

7.8.4 Расчет МТЗ

1) Расчет МТЗ с учетом дополнительной нагрузки

$I_{раб} = 215А$

$$I_{раб\,1.} = 215 + 15 = 230А$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot I_{раб1.} \quad (87)$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 230 = 450А$$

2) Расчет МТЗ и допустимости тока кабеля

$I_{доп} = 440А$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 440А = 858А \quad (88)$$

Из расчетов следует:

Пределы МТО $I_{со} \geq 1000А \div 1400А$ t=0,0с.

Пределы МТЗ $I_{сз} \geq 450А \div 860А$ t=0,6с.

На данный момент на ф.7 «Западная» выстановлены уставки

$I_{со} = 2000А$ t=0,0с.

$I_{сз} = 600А$ t=0,6с.

Что входит в пределы $К_{тр}$=300/5

7.8.5 Расчет $К_{чувст.}$ РЗА ф.7 «Западная» при данных уставках МТО

1) на шинах 6кВ ГПП «Западная»:

$$К_{чувст.} = \frac{I_{кз} \text{ на шинах "Западная"}}{I_{со}} \quad (89)$$

$$К_{чувст.} = \frac{10554}{2000} = 5,2 > 2$$

2) на шинах ТП-80 (ТП-2):

$$К_{чувст.} = \frac{4500}{2000} = 2,25 > 2$$

Коэффициент чувствительности находится в допустимых пределах.

7.8.6 Чувствительность МТЗ

1) на шинах ТП-80:

$$К_{чувст.} = \frac{4500 \cdot 0,865}{600} = 6,48 > 1,5$$

РЗА чувствительна

2) за трансформатором ТП-80 (S=630кВа) в точке подключения дополнительной нагрузки:

$$К_{чувст.} = \frac{923 \cdot 0,865}{600} = 1,33 > 1,2$$

МТЗ чувствительна для резервной защиты, т.к. основная защита - это предохранители ПК-6кВ трансформатора 630 кВА.

Таким образом, был произведён расчет уставок релейной защиты подстанции 110/6/6 «Западная».

8 Расчёт защитного заземления подстанции «Западная»

Исключительно все металлоконструкции, а также нетоковедущие части силового оборудования (металлические корпуса) в соответствии с действующими требованиями к электроустановкам должны быть заземлены. Заземление подстанции можно подразделить на естественное и искусственное. К искусственным относится различные металлические конструкции строительных сооружений, а также металлическая арматура и т.д.

Размещение ортогональных металлических стержней должно быть выполнено по периметру территории подстанции и внутри таким образом, чтобы весь электрический потенциал распределялся однородно по всей территории главной понизительной подстанции.

Для главных понизительных подстанций основным напряжением 6-35кВ заземляющее устройство изготавливают в виде прямоугольника из металлической полосы, соединенной с ортогональными заземлителями.

Для проектируемой ГПП используем в расчете следующие параметры: длина стержней: $l = 5\ м$; диаметр стержней: $d = 0{,}95 \cdot b = 0{,}0475\ м$; расстояние между стержнями: $a = 10\ м$;сопротивление заземления: $R_з = 0{,}5\ Ом$; глубина заложения полосы: $t = 0{,}7\ м$; удельное сопротивление грунта: $r = 100\ Ом \cdot м$

Определяем сопротивление одного вертикального стержня:

$$R_c = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg\left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right) \right], \qquad (90)$$

где: $t' = \frac{t + l}{2 \cdot 1} \approx 3\ м$; $K_c = 1.25$ – коэффициент сезонности (для климатической зоны II); $\rho_{расч} = \rho_{гр} \cdot K_c = 100 \cdot 1.25 = 125\ Ом$ – расчётное сопротивление грунта.

$$R_c = \frac{0{,}366 \cdot 125}{5} \cdot \left[\lg\left(\frac{10}{0{,}95 \cdot 0{,}05} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{16}{8} \right) \right] = 22{,}63\ Ом.$$

Определяем необходимое количество вертикальных стержней:

$$N_c = \frac{R_C}{R_З \cdot n_C} \ , \tag{91}$$

где $n_c = 0,78$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей.

$$N_c = \frac{22,63}{0,5 \cdot 0,78} = 58,02 \approx 58 \text{ шт.}$$

Определяем сопротивление заземляющей полосы:

$$R_П = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{L} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}\right), \tag{92}$$

$$R_П = \frac{0,366 \cdot 450}{180} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 180^2}{0,04 \cdot 0,5}\right) = 5,73 \text{ Ом}$$

где: $L = A + B \cdot 2 = 40 + 50 \cdot 2 = 180$м – периметр подстанции;

$\rho_{расч.г.} = \kappa_c^{'} \cdot \rho_{гр} = 4,5 \cdot 100 = 450$ Ом·м, для климатической зоны II.

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{ПК} = \frac{R_П}{n_П} \tag{93}$$

$$R_{ПК} = \frac{5,73}{0,27} = 21,24 \text{ Ом.}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлений:

$$R = \frac{R_{ПК} \cdot R_З}{R_{ПК} + R_З} \tag{94}$$

$$R = \frac{21,24 \cdot 0,5}{21,24 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Определяем уточнённое количество стержней:

$$N_C{'} = \frac{R_C}{R \cdot n_C} \tag{95}$$

$$N_C{'} = \frac{22,63}{0,49 \cdot 0,78} \approx 60 \text{ шт.}$$

Принимаем 60 стержней.

9 Расчет молниезащиты подстанции «Западная»

Одним из самых весомых критериев бесперебойного функционирования электротехнических установок является обеспечивание надежной защиты от грозовых явлений строительных сооружений и электротехнического оборудования. Защита ПС от прямых попаданий молнии выполняется при помощи стержневых и тросовых молниеотводов. При проектировании системы молниезащиты для рассматриваемых ПС следует придерживаться требуемым рекомендациям Правил устройства электроустановок, а именно:

- подстанции открытого типа на напряжения класса 20 и 35 кВ областях с количеством грозовых часов в году не менее 20;

- для всех открытых распределительных устройств и ПС на напряжение 220 кВ на площадках с удельным сопротивлением почвы в сезон грозовой активности не менее 2000 Ом*м при количестве грозовых часов в году превышающее 204.

Капитальные строения закрытых распределительных устройств и ПС закрытого типа необходимо оснащать молниезащитой с числом грозовых часов свыше 20. Молниезащиту капитальных строений закрытых распределительных устройств и ПС закрытого типа с кровлей, выполненной из металлических листов или иных токопроводящих материалов, обеспечивают путем присоединения заземляющего контура к токопроводящим кровельным покрытиям или использование молниеприемных сеток.

На территории открытого распределительного устройства 110 кВ молниезащита должна быть выполнена таким образом, чтобы от всех строительных конструкций, включая те, на которых возведены элементы электрической системы растекание тока молнии происходило тросам молниеотвода или трассам заземления в 3-х, 4-х направлениях. Гирлянды навесной изоляции порталов, установленных на территории открытого распределительного устройства 110 кВ, с тросовыми или же стержневыми молниеотводами, а также на начальных, концевых и поворотных опорах линий

электропередачи 110 кВ в том случае, если трос не заводится на ПС, должны быть оснащены на два изолятора свыше нормируемого количества.

Воздушное изоляционное расстояние от токоведущих частей высоковольтного оборудования до железобетонных, металлических сооружений, на которых возможно размещение молниеотвода, на закрытой территории открытого распределительного устройства должно быть не менее длины гирлянды. Большая угроза для состояния изоляции трансформаторного оборудования заключается при монтаже молниеотводов на трансформаторных порталах, так как при попадании молнии в молниеотвод, находящегося на портале трансформатора, металлический кожух приобретает потенциал, равный потенциалу молниеотвода, который может привести к пробою изоляции трансформаторного оборудования [8].

Определяем активную высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x \tag{96}$$

$$h_a = 30 - 12 = 18\ м.$$

где $h_x = 12$ м – высота защищаемого объекта.

Определяем зону защиты:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_X}{h}} \tag{97}$$

где p = 1 – коэффициент для различных высот молниеотводов

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 20,57 м.$$

Принимаем к установке 6 молниеотводов, расположенных по углам подстанции.

Заключение

Бакалаврскую работу можно считать завершенной, в которой представлены необходимые расчеты и руководящие мероприятия по реконструкции действующей главной понизительной подстанции 110/6/6 кВ «Западная».

На основе данных о типах и состоянии основного электротехнического оборудования, суточных, годовых графиков нагрузок подстанции произведен расчет количества, мощности и типа заменяемых трансформаторов, получены данные значений токов КЗ на заданные классы напряжения, осуществлен выбор оснащения подстанции как высоковольтного электротехнического оборудования, так и релейной защиты и автоматики. Дополнительно произведен расчет молниезащиты реконструируемой подстанции.

Работа выполнена руководствуясь основными нормативными документами.

Список использованных источников

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. М.: Энергоатомиздат, 1995 г.

2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Министерство энергетики РФ, 2003г.

3. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова // Учеб. пособие — Минск : ИВЦ Минфина, 2015.

4. Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства / Г.И. Янукович // Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособие: 3-е изд., доп. и исправ. — Минск: ИВЦ Минфина, 2016.

5. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов // Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2015.

6. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева // учебное пособие - Кнорус: Бакалавр, 2013.

7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. - М.: Интермет Инжиниринг, 2012.

8. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов — Москва, Форум, Инфра-М, 2013 г.

9. Марквардт, К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквардт — Санкт-Петербург, 2012 г.

10. Принципы построения и развития городских электрических сетей и рационального использования энергии - труды Ленинградского инженерно-экономического института.

11. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. В.Г.Герасимова и др. М.: МЭИ, 2002.

13. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов — Санкт-Петербург, Форум, Инфра-М, 2013 г.

14. Алиев, И.И. Кабельные изделия / И.И. Алиев - Справочник. М.: ИП РадиоСОФТ, 2001.

15. Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин — Москва, Солон-Пресс, 2014 г.

16. Салтыков, В.М. Проектирование электрической части подстанций в энергосистемах / В.М. Салтыков // Учеб. Пособие - Тольятти: ТГУ, 2002.

17. Ким, К.К. Расчет электрических цепей в системе Mathematica / К.К. Ким, А.Н. Бестужева, А.Л. Смирнов — Москва, НИЦ "Регулярная и хаотич, 2011 г.

18. Piatek, L. Frequency and outage duration in electric power systems /, Ł. Piątek , A. Burmutaew // Electrical Review. – 2009. – Vol. R85. – Nr. 3. – P. 220-222.

19. Piatek , L. Proceedings of the Fifth International Scientific Symposium ELEKTROENERGETIKA 2009. – Technical University of Kosice, Slovakia, September 23-25, 2009.

20. Burmutaew, A. Modelling the organization of maintenance and emergency repairs for calculating the reliability of electric power systems / Burmutaew // Technology university of Czestochowa. Faculty of Management. - 2010.

31. Endrenyi, J. Reliability evaluation of transmission systems with switching after fauits – approximation and a computer program // J. Endrenyi, P. Maenhaut, L. Payne / IEEE Transactions on power apparatus and systems. – 1973. – Vol. PAS-92. – № 6. – P. 1863-1875.

22. Ge, H. Reliability evaluation of equipment and substations with fuzzy Markov processes // H. Ge, S. Asgarpoor / IEEE Transactions on Power Systems, 25 (2010), nr. 3, 1319-1328.