

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

Институт энергетики и электротехники

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция ГПП-2 АО Саранский завод «Резинотехника»

Студент

А.В. Прокофьев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Терентьев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« » 2017 г.

Тольятти 2017

Аннотация

Данная бакалаврская работа на тему "Реконструкция ГПП-2" на предприятии АО Саранский завод "Резинотехника". Приведен расчет силовых нагрузок подстанции, так же записка включает в себя технико-экономические расчеты по выбору типа, числа и мощности силовых трансформаторов. В следующем разделе, расчетным путем произведена проверка силового оборудования, на стороне 110/6кВ, на устойчивость к токам короткого замыкания. После выбираем коммутационные аппаратов, КРУ, шин и изоляторов, а так же типа и сечения силовых кабелей.

Графическая часть работы отображена на 6 чертежах форматом А1.

Записка так же включает в себя 56 листов основного текста, в которую входят 6 рисунков, 15 таблиц, список использованной литературы.

Annotation

This graduation work is devoted to the topic “the reconstruction of the Main Lowering Substation-2” on the enterprise the Saranski Factory “Rezinotekhnika”. In the explanatory note there is a calculation of the substation’s power load. It also includes technical and economic calculations for the selections of type, number and power of power transformers. In the next part, by calculations , the power equipment was checked, on the side of 110/6 kV, on the terms of resistance to short-circuit currents. After it, switching devices, busses, insulators and also the type of cross section of power cables are chosen.

The graphic part of the graduation work is displayed on the 6 drafts of a format A1 sheets.

In The explanatory note there are also 56 pages of the main text, including 6 figures,15 tables, the list of references.

Содержание

Введение	6
1. Характеристика объекта проектирования	8
1.1. Описание объекта проектирования	8
1.2. Описание системы электроснабжения объекта	10
1.3. Анализ электрооборудования и характеристика потребителей ГПП-2 АО «СЗРТ»	11
2. Расчет нагрузок подстанции ГПП-2 АО «СЗРТ»	14
2.1. Расчет нагрузок подстанции ГПП-2 без учета компенсации реактивной мощности	15
2.2. Расчет нагрузок подстанции ГПП-2 с учетом компенсации реактивной мощности	20
3. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	28
3.1. Выбор типа силовых трансформаторов	28
3.2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	28
3.3. Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции	29
4. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением выше 1 кВ	35
4.1. Расчет симметричного короткого замыкания до точки К1	36
4.2. Расчет симметричного короткого замыкания до точек К2 и К3	37
5. Выбор электрических аппаратов и проводников	38
5.1. Выбор комплектных распределительных устройств	38
5.1.1. Выбор выключателей	38
5.1.2. Выбор трансформаторов тока	41
5.1.3. Выбор трансформаторов напряжения	43
5.2. Выбор жестких шин и изоляторов	44
5.3. Выбор кабелей	45

6. Релейная защита и выбор оперативного тока	49
7. Собственные нужды подстанции	50
8. Система измерений на подстанции	51
9. Заземление подстанции ГПП-2	52
Заключение	53
Список использованных источников	54

Введение

На данный момент рост экономики России несет за собой увеличение общественного производства, при наращивании одинаковых в качественном отношении факторов производства. Практически отсутствует производство продукции массового производства, которая могла бы соответствовать требованиям международных стандартов, а так же конкурировать с основными производителями по качеству и дешевизне. Пока что не удается зарекомендовать себя на мировом рынке, как производителя продукции массового производства. К сожалению из за этого основой экономики России, является производство сырьевой продукции.

Одна из главных проблем в электроэнергетических системах промышленности, это проблема надежности систем электроснабжения, решение которой является одной из главных задач, необходимо грамотное определение допустимых перегрузок оборудования в электроэнергетических системах, а так же элементов систем автоматизации.

Грамотное проектирование объектов электроэнергетического комплекса таких как подстанции разных видов и категорий обеспечения электроприемников, а так же наиболее оптимальное построение электрических схем, с грамотным выбором параметров оборудования, с учетом его наиболее оптимального расположения на площадке. Все это является сложной задачей требующей большой ответственности.

Цель квалификационной работы, это повышение надежности систем электроснабжения на производстве резинотехнических изделий, а так же вспомогательном производстве на предприятии АО Саранский завод "Резинотехника", в связи с тем что электроэнергетическое оборудование вышеперечисленных производств изношено и требует замены.

Основные задачи:

-проведение анализа электроэнергетического оборудования, а так же разработка методов для проведения технического перевооружения

- рассчитать силовые нагрузки подстанции;
- расчеты по выбору типа, числа и мощности силовых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности;
- рассчитать токи короткого замыкания;
- произвести выбор коммутационных аппаратов электрических и кабельной продукции.

1. Характеристика объекта проектирования

1.1. Описание объекта проектирования

Предприятие АО Саранский завод "Резинотехнических изделий" является одним из крупнейших в России по производству резинотехнических изделий. Являясь одним из самых старых предприятий в республике Мордовия, имеет большой опыт в данной сфере.

В 50-е годы двадцатого века быстроразвивающаяся промышленность СССР, начала испытывать дефицит в резинотехнических изделиях.



Рисунок 1.1 – Заводоуправление СРТЗ

Постановлением №501 от 8 мая 1958 года принятым Советом Министров СССР о строительстве в городе Саранск республике Мордовия комбината по производству резинотехнических изделий и в сентябре 1965 года на предприятии были запущены агрегаты по первому пробному выпуску продукции. В производственных корпусах цеха №4 реализована технология, по изготовлению клиновых ремней с устойчивостью к низким температурам. В производственных корпусах цеха №8 было налажено производство, по изготовлению резиновых рукавов оснащенных металлической пленкой. В

корпусах цеха №3 были смонтированы и налажены, линии непрерывной вулканизации профильных изделий, после чего стало возможным производство резиновых ковриков для автобусов. В 1975 году в цехе №5 предназначенного для производства и выплавки форм, внедри автоматизированные кассетные станки по выплавке новых форм. В 1976 году Саранский резиновый комбинат получил новое название, Саранский завод «Резинотехника».

После распада СССР, прошла приватизация Саранского завода «Резинотехника». В 1993 году акционеры приняли решение по созданию открытого акционерного общества АО "Саранский завод "Резинотехника".

На данный момент на предприятии АО "Саранский завод "Резинотехника" наблюдается рост объемов готовой продукции, а так же положительный рост загрузки производственных мощностей. На современном рынке предприятие может предложить довольно большой выбор своей продукции. С каждым годом предприятие расширяется увеличиваются объемы производства, внедряются мероприятия по повышению экономической эффективности и качества выпускаемой продукции.

К 2014 году администрация предприятия поставила задачи по наращиванию производственных мощностей и разработке новых типов продукции. Для выполнения данных задач предприятие планирует освоить более 27 проектов.

Для единого управления активами двух предприятий АО "Саранский завод "Резинотехника". и ОАО «Курскрезинотехника» в 2015 году была основана управляющая кампания ООО «Рабэкс Групп» (Rubex Group). На сегодняшний день на предприятии АО «Саранский завод «Резинотехника» проходит внедрение одного из самых крупных инвестиционных проектов «Техническое перевооружение производства напорных рукавов».

Предприятие занимает 8% от доли рынка по продаже резинотехнических изделий в России. Довольно большая часть выпущенной продукции реализуется за рубежом. Так же завод занимается поставкой комплектующих материалов крупным автомобильным заводам России,

предприятиям оборонного комплекса, а так же заводам выпускающим авиационную технику. Продукцию предприятия так же ценят в нефтяной и газовой промышленности.

Высокая профессиональная компетентность рабочих и персонала ИТР, внедрение современных систем менеджмента по организации рабочего процесса, применение систем качества ИСО9000, дает возможность производить резинотехнические изделия, которые соответствуют как международным стандартам, так и стандартам зарубежных заказчиков.

Одна из основных задач предприятия это изготовление продукции, которая максимально соответствует требованиям заказчика.

Основные виды выпускаемой продукции предприятия АО "Саранский завод "Резинотехника":

- резиновые рукава и шланги;
- резинотехнические изделия изготавливаемые в виде конкретной формы;
- технические пластины;
- клиновые ремни.

АО "Саранский завод "Резинотехника" поставляет комплектующие таким заводам как «ГАЗ», «УАЗ», «КамАЗ», «ЗИЛ». В 2016 году в ходе реализации инвестиционного проекта «Технологическое перевооружение производства напорных рукавов» на предприятии была смонтирована и сдана в работу новая линия по производству промышленных рукавов.

1.2. Описание системы электроснабжения объекта

Питание предприятия осуществляется по 3 основным ЛЭП напряжением 110 кВ "СЗРТ-1", "СЗРТ-2" и "СЗРТ-3", а так же от отпайки ЛЭП 110 кВ "ЭТЗ".

Электрохозяйство предприятия включает в себя две основных главных понизительных подстанции первичным напряжением 110 кВ, вторичным 6 кВ, наименование подстанций ГПП-1, ГПП-2.

В бакалаврской работе рассмотрено распрестройство подстанции ГПП-2, монтаж оборудования которой был закончен в 1967 году, при строительстве второй очереди.

Питание подстанции производится от двух источников ЛЭП напряжением 110 кВ, «СЗРТ-3» и «ЭТЗ».

Для решения проблемы надежности электроснабжения, которая так же стоит перед эксплуатационным персоналом подстанции ГПП-2, существует необходимость замены существующих силовых трансформаторов, которые отработали свой эксплуатационный срок и являются технически устаревшими. В ходе реконструкции так же производится замена старых и технически устаревших маслонеполненных выключателей на современные вакуумные. Данное техническое решение увеличивает надежность систем электроснабжения, а так же положительно скажется на эксплуатации и обслуживании с точки зрения экономики.

1.3. Анализ электрооборудования и характеристика потребителей ГПП-2 АО «СЗРТ»

Основные производственные здания питающиеся от ГПП2:

- производственное здание №1 (горячий цех, производство для смесей из резины и каучука), питается от ПСТ № 10, 11;
- производственное здание №2 (участок склейки), питается от ПСТ № 6;
- производственное здание №3 (участок производства изделий вылитых по форме, участок производства неформовых изделий, цех поливной трубки), питается от ПСТ № 14;
- производственное здание №5 (производство рукавов), питается от ПСТ № 18, 19;
- Склад с материалами №10, питается от ПСТ № 12;
- склад для изготовленной продукции №11, питается от ПСТ № 18, 19;
- столовая и административное здание питается от ПСТ № 3;

К основным потребителям относятся электродвигатели и нагревательные звенья производственных установок, рабочее и аварийное освещение, а так же вентиляция.

В случае полной потери напряжения на ПСТ №4 вводятся в работу фидерные выключатели №13 и №25. Подстанция №4 питается от фидерных выключателей №14 и №23 подстанции ГПП1.

До 2015 года фидерный выключатель №18 находился в резерве, но после того как на ПСТ №5 вышла из строя вводная ячейка, его ввели в работу. Питание ПСТ №5 осуществляется от фидерного выключателя №5, подстанции ГПП-1.

В таблице 1 можно увидеть список электрооборудования ПСТ ГПП-2.

В таблице 1 можно увидеть что часть оборудования подстанции подверглась замене. Но основные агрегаты, которые непосредственно задействованы в преобразовании электроэнергии находятся в неудовлетворительном состоянии, что при дальнейшей эксплуатации может привести к аварийной ситуации и снижению надежности электроснабжения.

Таблица 1 - Электрооборудование ГПП2

№ п/п	Обозначение электрооборудования	Шифр	Год производст ва	Число, шт.	Производитель
Фидер №1 - «СЗРТ-3»					
1	Ограничитель Перенапряжения	ОПН-П/37У-110/88/10/550	2010	1	
2	Разъединитель	РДЗ2-150/100 НУ1	2010	1	
3	Коммутационное устройство	ЭВ 145 РМ-40	2012	1	производитель АВВ
4	Силовой трансформатор	ТДН-31500/110/6	1967	1	
5	Реактор	РБАСМ-6х2000	1970	1	
6	Трансформатор собственных нужд	ТМ-100/6/0,4	1977	1	
7	Ввод трансформатора 110 кВ	ГТБТ-110/630	1986	1	
8	Маслобак	16 м ³	1967	1	
Фидер № 2 – «ЭТЗ»					
9	Ограничитель Перенапряжения	ОПН-П/37У-110/88/10/550	2010	1	
10	разъединитель	РДЗ2-150/100 НУ1	2010	1	
11	Коммутационное устройство	ЭВ 145 РМ-40	2012	1	производитель АВВ
12	Силовой трансформатор	ТДН-31500/110/6	1967	1	
13	Реактор	РБАСМ-6х2000	1970	1	
14	Трансформатор собственных нужд	ТМ-100/6/0,4	1982	1	
15	Ввод трансформатора 110 кВ	ГТБТ-110/630	1986	1	
16	Маслобак	16 м ³	1967	1	
Закрытое распред. устройство-6 кВ					
17	РУ	КРУ-26Э	1970	41 яч.	
18	ЩУ	ППН-550-66	1970	1	
19	Выпрямитель	БПРУ-66	1976	2	
20	Корпус		1970	1	

В следствии чего в работе предлагается замена:

- существующих силовых двухобмоточных трансформаторов на трансформаторы с расщепленной обмоткой, что исключает использование реакторов;

- трансформаторов собственных нужд (ТСН);

- распределительных устройств (РУ).

В таблице 2 приведены данные отходящих фидеров ГПП-2.

Таблица 2 – Данные фидеров ГПП2

Наименование	№ фидера	Напряжение, кВ	Активная мощность, кВт Pн	Тип потребителя	Марка кабелей	Рабочий ток, А	Протяженность, км
1 секция							
В-300-3	1	6,3	4300	4V-226-04HW1	ААШВ6-2(3x185)	500	0,3
В-2-30	2	6,3	9345,40		ААШ 4(3x150)	900	0,67
КС-1-53	3	6,3			ААБЛ6 3(3x185)	750	0,4
Резерв	4	6,3					
В-317-2	7	6,3	2900	1Е ВОЕ-136-74-4	ААШВ6-2(3x120)	390	0,72
2 секция							
Резерв	32	6,3					
Резерв	33	6,3					
КС-2-53	34	6,3	4		ААБЛ6 3(3x185)	750	0,4
В-300-1	37	6,3	3300	4V-226-04HW1	ААШВ6-2(3x185)	500	0,3
Резерв	38	6,3					
В-317-3	39	6,3	2400	4V-208-04HW1	ААШВ6-2(3x120)	390	0,72
В-1-18	41	6,3	5579,47		АСБГ6 3(3x240)	890	1,2
3 секция							
В-317-4	11	6,3	2400	4V-208-04HW1	АСБГ6 3(3x185)	500	0,5
Резерв	12	6,3					
В-300-2	13	6,3	4300	1Е ВОЕ-155-75-4	ААШВ6-2(3x185)	500	0,3
В-2-46	14	6,3	4923,21		ААШ 2(3x185)+(3x120)	500	0,4
В-3-30	15	6,3	6790,74		ААШ 3(3x185)	750	0,67
Резерв	16	6,3					
4 секция							
В-2-19	20	6,3	4682,20		АСБГ6 3(3x240)	890	0,9
Резерв	22	6,3					
Резерв	23	6,3					
Резерв	26	6,3					
В-317-1	27	6,3	2900	1Е ВОЕ-136-74-4	ААШВ6-2(3x240)	390	0,72
Резерв	28	6,3					
Резерв	42	6,3					

Дальше проведем расчет нагрузок линий ГПП-2.

2. Расчет нагрузок подстанции ГПП-2 АО «СЗРТ»

При проектировании объектов электроэнергетического комплекса одним из определяющих факторов является правильный расчет электрических нагрузок. При расчетах применяются два вида расчетов, упрощенные, точные. Методика расчетов классифицируется как: Аналитический (упорядоченные диаграммы, эффективная нагрузка), а так же Эмпирический (коэффициент спроса, удельные нагрузки).

В работе применяется метод коэффициента спроса, ниже приведены расчеты с более подробным описанием.

Находим расчетную нагрузку при помощи номинальной мощности $P_{ном}$ и коэффициента спроса K_c . Для приемников у которых схожие режимы работы, расчетные параметры находят при помощи следующих формул:

$$P_p = K_c P_{ном}; Q_p = P_p \operatorname{tg}\varphi; S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \frac{P_p}{\cos\varphi} \quad (1)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ коэффициент реактивной мощности, который соответствует коэффициенту мощности $\cos\varphi$, выбирается из справочных данных и соответствует определенной группе электроприемников.

Основным руководящим документом, из которого выбираются параметры для расчетов является РТМ 36.18.32.4-92 «Указания по расчету электрических нагрузок», здесь мы выбираем коэффициент использования $K_{и}$, который для каждого режима работы свой. Ниже в таблице 3 приведены коэффициенты использования для конкретных электроприемников.

Таблица 3 – Значение коэффициента использования

№ п/п	Потребители	$K_{и}$
1	Вентиляция, насосное оборудование	0,4-0,8
2	Кран-балка, подъемное оборудование,	0,1-0,35
3	Дуговые сталеплавильные печи	0,6
4	Не большие нагреватели	0,6
5	Печь Н.Ч.	0,7
6	Бетономешалки , тали	0,7
7	ТДС трансформатор	0,3

2.1. Расчет нагрузок подстанции ГПП-2 без учета компенсации реактивной мощности

В системах электроснабжения расчетные нагрузки определяют от низших ступеней к высшим, определяя отдельный расчетный узел, данный метод расчета применяется для сетей ниже 1 кВ.

Как пример рассмотрим расчет нагрузки на фидерном выключателе под номером В-2-46. На рисунке 1 изображена однолинейная схема ввода В-2-46.

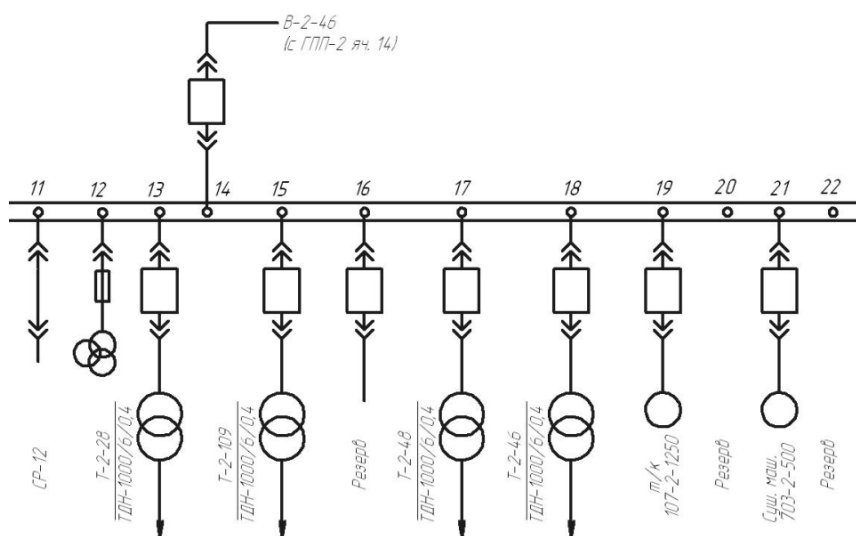


Рисунок 1 – Однолинейная схема фидера В-2-46

После рассматривается нагрузка на данном фидере. На рисунке 2 изображена однолинейная схема ввода под номером Т-2-28, рассмотрим его нагрузку.

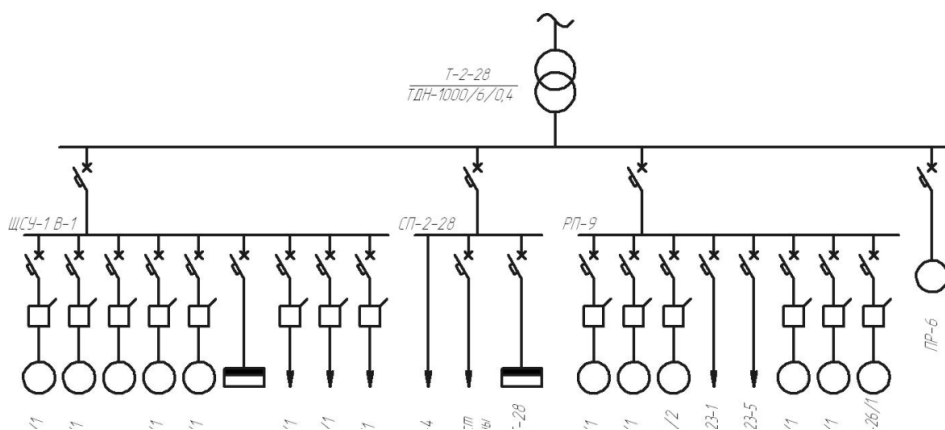


Рисунок 2 – Однолинейная схема фидера Т-2-28

В приложении Б приведен расчет нагрузок Т-2-28.

На рисунке 3 представлена схема фидеров Т-2-109 и Т-2-48.

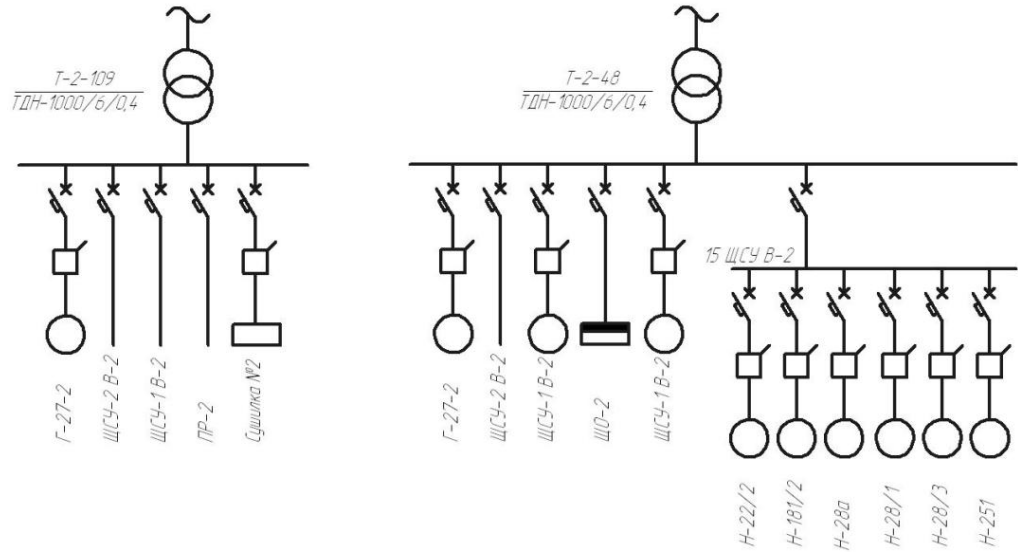


Рисунок 3 – Однолинейная схема фидера Т-2-109 и Т-2-48

В приложении В приведен расчет нагрузок Т-2-109 и Т-2-48.

На рисунке 4 приведена однолинейная схема фидера Т-2-46.

В приложении Г приведен расчет нагрузок Т-2-46.

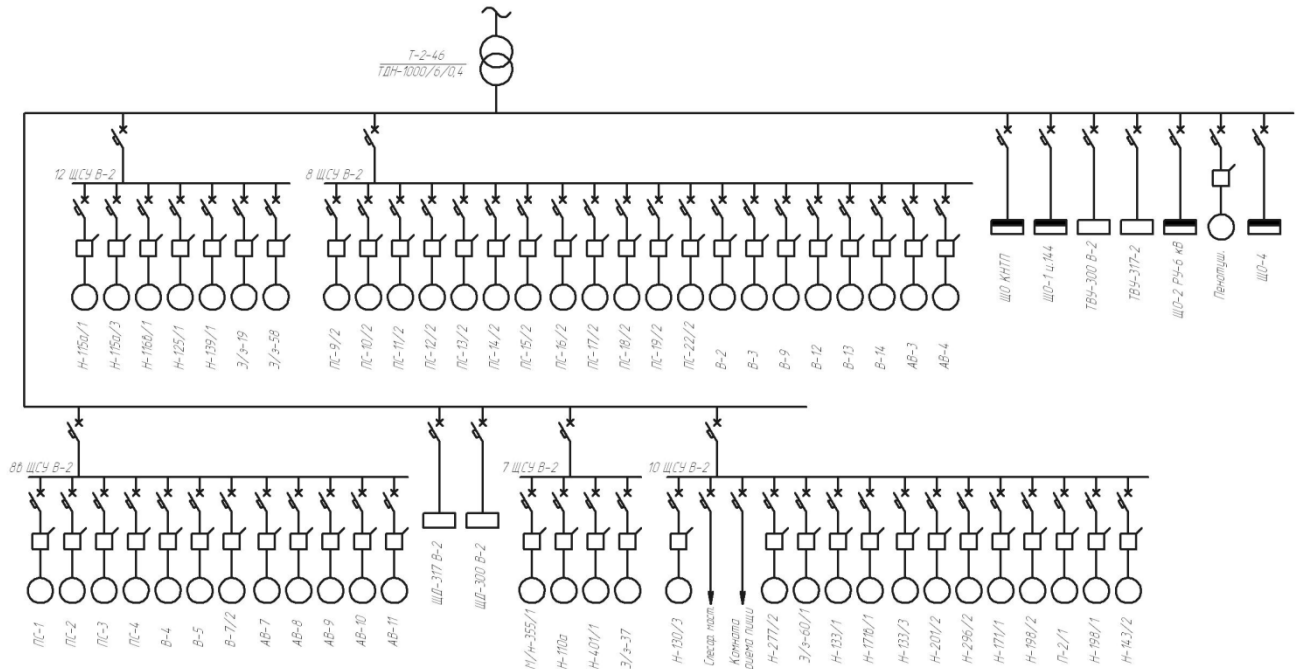


Рисунок 4 – Однолинейная схема фидера Т-2-46

После чего сведем полученные данные по фидеру В-2-46 в таблицу.

По такой же методике ведется расчет всех остальных оставшихся фидеров ГПП2. Полученные данные сводятся в таблицу 4.

Руководствуясь приказом Минэнерго от 22 февраля 2007 г. №49 " О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств" коэффициент реактивной мощности $tg \varphi$ на напряжение 6-20кВ не должен превышать значения 0,4. Исходя из расчетов приведенных в таблице 4 ни один фидер не соответствует нормативному значению. Требуется установка компенсирующих устройств.

Таблица 4 – Силовые нагрузки подстанции ГПП2 без учета компенсации реактивной мощности

Электроприемники	№ фидера	Напряжение, U_n , кВ	Активная мощность, P_n кВт	Тип потребителя	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Коэффициент, K_{II}	активная мощность, $P_p = P_n \cdot K_{II}$ кВт	реактивная мощность, $Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi$ квар	Полная мощность, $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ кВА	Расчетный ток, $I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$ А
1 секция											
В3003	1	6,3	4300	4V-226-04HW1	0,92	0,43	0,60	2580,00	1109,40	2808,41	257,37
В230	2	6,3	9345,40		0,90	0,47	0,42	3963,53	1879,41	4389,21	402,24
КС153	3	6,3									
Резервная	4	6,3									
В3172	7	6,3	2900	1E BOE-136-74-4	0,92	0,43	0,6	1740,00	748,20	1894,04	173,58
ИТОГО для 1 секции			16545,4		0,91	0,45	0,50	8283,53	3737,01	9091,66	833,19
2 секция											
Резервная	32	6,3									
Резервная	33	6,3									
КС253	34	6,3									
В3001	37	6,3	3300	4V-226-04HW1	0,9	0,42	0,60	1980,00	831,60	2147,55	196,81
Резервная	38	6,3									
В3173	39	6,3	2400	4V-208-04HW1	0,9	0,48	0,65	1560,00	748,80	1730,40	158,58
В118	41	6,3	5579,47		0,86	0,61	0,40	2231,07	1351,00	2633,88	241,38
ИТОГО для 2 секции			11279,47		0,89	0,51	0,51	5771,07	2931,40	6511,84	596,76
ИТОГО для Т-1			27824,87		0,90	0,47	0,51	14054,59	6668,42	15603,50	1429,95
3 секция											
В3174	11	6,3	2400	4V-208-04HW1	0,9	0,48	0,60	1440,00	691,20	1597,30	146,38
Резервная	12	6,3									
В3002	13	6,3	4300	1E BOE-155-75-4	0,92	0,43	0,6	2580,00	1109,40	2808,41	257,37
В246	14	6,3	4923,21		0,87	0,56	0,45	2211,97	1244,20	2535,37	232,35
В330	15	6,3	6790,74		0,88	0,53	0,46	3156,96	1683,57	3619,84	331,73
Резервная	16	6,3									
ИТОГО для 3 секции			18413,95		0,89	0,50	0,51	9388,93	4728,37	10560,92	967,83

Продолжение таблицы 4

Электроприемники	№ фидера	Напряжение, U_n , кВ	Активная мощность, P_n кВт	Тип потребителя	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Коэффициент, K_{II}	активная мощность, $P_p = P_n \cdot K_{II}$ кВт	реактивная мощность, $Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi$ квар	Полная мощность, $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ кВА	Расчетный ток, $I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$ А
4 секция											
В219	20	6,3	4682,20		0,89	0,52	0,55	2575,36	1343,84	2905,40	266,26
Резервная	22	6,3									
Резервная	23	6,3									
Резервная	26	6,3									
В3171	27	6,3	2900	1E ВOE-136-74-4	0,9	0,48	0,60	1740,00	835,20	1930,07	176,88
Резервная	28	6,3									
Резервная	42	6,3									
ИТОГО для 4 секции			7582,20		0,89	0,50	0,57	4315,36	2179,04	4835,47	443,14
ИТОГО для Т-2			25996,15					13704,30	6907,41	15396,39	1410,97

2.2. Расчет нагрузки подстанции ГПП-2 с учетом компенсации реактивной мощности

Расчет компенсирующих устройств включает в себя, выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств, а так же режим их работы. Одно из требований к компенсирующей установке это то что данное устройство необходимо выбирать с тем учетом что бы реактивная мощность компенсировалась не полностью, а в сети оставалась только малая часть, так как идеальных систем электроснабжения где реактивная мощность компенсировалась бы полностью не существует. Так же установки должны соответствовать требованиям по надежности, допустимым токовым нагрузкам.

Расчет $tg \varphi$ в трансформаторе на обмотке ВН находится по следующей формуле:

$$tg \varphi_{ВН} = \frac{Q_{ВН}}{P_{ВН}} \quad (2)$$

Активная мощность, которая потребляется на шинах ВН, рассчитывается как сумма активной мощности нагрузки и активных потерь в трансформаторе:

$$P_{ВН} = P_{НН} + P_T = P_{р.нагр.} + P_T \quad (3)$$

Реактивная мощность, которая потребляется на шинах ВН, рассчитывается как сумма реактивной мощности нагрузки и реактивных потерь мощности в трансформаторе, с учетом вычета мощности компенсирующего устройства:

$$Q_{ВН} = Q_{НН} + Q_T = Q_{р.нагр.} - Q_{KV.p.} + Q_T \quad (4)$$

Рассчитаем расчетную реактивную мощность нагрузки с помощью известных нам величин:

$$Q_{р.нагр.} = P_{р.нагр.} \cdot tg \varphi_{р.нагр.} \quad (5)$$

$$tg \varphi_{р.нагр.} = tg \left(\arccos \left(\cos \varphi_{р.нагр.} \right) \right) \quad (6)$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе рассчитываются по следующим формулам:

$$P_T = P_x + P_{нагр.} = P_x + P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{HH}}{S_T} \right)^2 \quad (7)$$

$$Q_T = Q_{\mu} + Q_{нагр.} = \frac{I_x}{100} \cdot S_T + \sqrt{U_{\kappa}^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{\kappa}}{S_T} \right)^2} \cdot \frac{S_{HH}^2}{100 \cdot S_T} \quad (8)$$

- полная мощность которая потребляется на шинах НН, кВ*А:

$$S_{HH} = \sqrt{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2} = \sqrt{P_{HH}^2 + (P_{р.нагр.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{р.нагр.} - Q_{КУ.p})^2} \quad (9)$$

S_T - полная мощность в трансформаторе установленная по номиналу, кВ*А; I_x - ток холостого хода трансформатора, %; U_{κ} - напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Результаты расчетов по формулам (7)-(9) будут не совсем точными, так как на данном этапе нет значения Q_{HH} , из за того что нет значения расчетной реактивной мощности КУ $Q_{КУ.p}$, которое находится по формуле 4. В этом случае можно:

- взять $Q_{КУ.p} = 0$ провести расчеты без учета компенсирующих устройств;

- взять $Q_{КУ.p} = Q_{р.нагр.}$ провести расчеты при полной компенсации реактивной мощности на шинах НН (данное решение необходимо применять из-за малой погрешности которая рассчитывается на первой итерации потерь в трансформаторе).

Подставляя из формулы (2) выражения в формулу (3), (4) и (5), получаем формулу для расчета $\operatorname{tg} \varphi$ на шинах ВН, второе неизвестное значение в этой формуле, это мощность компенсирующего устройства $Q_{КУ}$:

$$\operatorname{tg} \varphi_{ВН} = \frac{P_{р.нагр.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{р.нагр.} - Q_{КУ.p} + Q_T}{P_{р.нагр.} + P_T} \quad (10)$$

Максимальное значение $\operatorname{tg} \varphi$ на шинах ВН нормируется, следовательно необходимо что бы выполнялось условие:

$$tg \varphi_{BH.} \leq tg \varphi_{max} \quad (11)$$

Необходимо что бы условие под формулой (11) выполнялось так как это регламентируется техническими документами, но этого бывает недостаточно так как $tg \varphi$ бывает отрицательным. Исходя из расчетов формулы (10) значение $Q_{KV,p}$ должно быть достаточно большим что бы коэффициент реактивной мощности стал отрицательным так как числитель будет со знаком минус, в следствии чего получается излишняя компенсация реактивной мощности $tg \varphi_{BH.} < 0$. Данное явление так же пагубно сказывается на работе электрической сети, из за того что в сети снова появляются потери как в мощности, так в тепловой энергии, в следствии чего система становится не выгодной в эксплуатации, с точки зрения экономики, из за того что возрастают капитальные затраты. Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод о том что, по мимо максимального значения коэффициента реактивной мощности, необходимо задать и минимальное значение $tg \varphi_{min}$. Так как в нормативных документах ни где не регламентируется значение минимального коэффициента его величина определяется следующим образом:

- если поступление реактивной мощности в сеть ВН недопустимо то $tg \varphi_{min} = 0$;

Самыми необходимыми условиями, при выборе устройства компенсации реактивной мощности являются:

$$tg \varphi_{min} \leq tg \varphi_{BH.} \leq tg \varphi_{max} \quad (12)$$

Минимальная и максимальная допустимая мощность КУ:

$$Q_{KV,p min} = P_{p.нагр.} \cdot (tg \varphi_{p.нагр.} - tg \varphi_{max}) - P_T \cdot tg \varphi_{max} + Q_T \quad (13)$$

$$Q_{KV,p max} = P_{p.нагр.} \cdot (tg \varphi_{p.нагр.} - tg \varphi_{min}) - P_T \cdot tg \varphi_{min} + Q_T \quad (14)$$

Номинальная мощность установки компенсации выбирается исходя из условия:

$$Q_{KV,p min} \leq Q_{KV,ном} \leq Q_{KV,p max} \quad (15)$$

Расчёт ступени регулирования устройства компенсации реактивной мощности:

$$Q_{KV.p.} = (P_{нагр.} + P_T) \cdot (tg \varphi_{max} - tg \varphi_{min}) \quad (16)$$

Расчет мощности УКРМ для фидера В-300-3. в таблице 4 отображены значения нагрузки:

$$P_{p.B-300-3} = 4300 \text{ кВт}, \quad P_{p.B-300-3 \text{ min}} = 2580 \text{ кВт},$$

$$\cos \varphi_{p.B-300-3} = 0,92$$

Диапазон значения коэффициентов реактивной мощности:

$$tg \varphi_{max} = 0,4; \quad tg \varphi_{min} = 0,3$$

Паспортные данные силового трансформатора:

$$S_T = 32000 \text{ кВА}; P_x = 25 \text{ кВт}; P_k = 160 \text{ кВт}; U_k = 10,5\%; I_x = 0,28\%$$

Произведем расчеты согласно по формул (5-9), (13) и (14), примем номинальную мощность устройства компенсации равной реактивной мощности нагрузки:

$$tg \varphi_{p.B-300-3} = tg \left(\arccos \left(\cos \varphi_{p.B-300-3} \right) \right) = 0,43;$$

$$Q_{p.B-300-3} = P_{p.B-300-3} \cdot tg \varphi_{p.B-300-3} = 4300 \cdot 0,43 = 1849 \text{ квар};$$

$$S_{HH \text{ В-300-3}} = \sqrt{P_{p.B-300-3}^2 + \left(P_{p.B-300-3} \cdot tg \varphi_{p.B-300-3} - Q_{KV.p.} \right)^2} = \sqrt{4300^2 + (1849 - 1849)^2} = 4300 \text{ кВА};$$

$$P_T = P_x + P_k \cdot \left(\frac{S_{HH \text{ В-300-3}}}{S_T} \right)^2 = 25 + 160 \cdot \left(\frac{4300}{32000} \right)^2 = 27,89 \text{ кВт};$$

$$Q_T = \frac{I_x}{100} \cdot S_T + \sqrt{U_k^2 - \left(\frac{100 \cdot P_k}{S_T} \right)^2} \cdot \frac{S_{HH \text{ в-300-3}}^2}{100 \cdot S_T}$$

$$= \frac{0,28}{100} \cdot 32000 + \sqrt{10,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 25}{32000} \right)^2} \cdot \frac{4300^2}{100 \cdot 32000} = 150,27 \text{ квар};$$

$$Q_{KV.p \text{ min В-300-3}} = P_{p.B-300-3} \cdot (tg \varphi_{p.B-300-3} - tg \varphi_{max}) - P_T \cdot tg \varphi_{max} +$$

$$+ Q_T = 4300 \cdot (0,43 - 0,4) - 27,89 \cdot 0,4 + 150,27 = 268,114 \text{ квар};$$

$$Q_{KV.p \text{ max В-300-3}} = P_{p.B-300-3} \cdot (tg \varphi_{p.B-300-3} - tg \varphi_{min}) - P_T \cdot tg \varphi_{min} +$$

$$+ Q_T = 4300 \cdot (0,43 - 0,3) - 27,89 \cdot 0,3 + 150,27 = 700,903 \text{ квар}.$$

$$S_T = 32000 \text{ кВА}; P_x = 25 \text{ кВт}; P_k = 160 \text{ кВт}; U_k = 10,5\%; I_x = 0,28\%$$

По выражению (15) выбираем стандартную мощность компенсирующих устройств:

$$268,114 \leq Q_{KV,ном} \leq 700,903$$

По данным предоставленным заводами изготовителя выбираем устройство компенсации реактивной мощности номиналом 675 квар.

Подставляем в выражение (9) выбранный номинал мощности устройства за места $Q_{KV,p}$ (вторая итерация расчётов):

$$S_{HH B-300-3} = \sqrt{4300^2 + (1849 - 675)^2} = 4457,4 \text{ кВА};$$

Вторая итерация расчётов:

$$P_T = P_x + P_k \cdot \left(\frac{S_{HH B-300-3}}{S_T} \right)^2 = 25 + 160 \cdot \left(\frac{4457,4}{32000} \right)^2 = 28,1 \text{ кВт};$$

$$Q_T = \frac{I_x}{100} \cdot S_T + \sqrt{U_k^2 - \left(\frac{100 \cdot P_k}{S_T} \right)^2} \cdot \frac{S_{HH B-300-3}^2}{100 \cdot S_T} =$$

$$= \frac{0,28}{100} \cdot 32000 + \sqrt{10,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 25}{32000} \right)^2} \cdot \frac{4457,4^2}{100 \cdot 32000} = 154,8 \text{ квар};$$

$$Q_{KV,p \min B-300-3} = P_{p,B-300-3} \cdot (tg \varphi_{p,B-300-3} - tg \varphi_{max}) - P_T \cdot tg \varphi_{max} +$$

$$+ Q_T = 4457,4 \cdot (0,43 - 0,4) - 28,1 \cdot 0,4 + 154,8 = 277,3 \text{ квар};$$

$$Q_{KV,p \max B-300-3} = P_{p,B-300-3} \cdot (tg \varphi_{p,B-300-3} - tg \varphi_{min}) - P_T \cdot tg \varphi_{min} +$$

$$+ Q_T = 4457,4 \cdot (0,43 - 0,3) - 28,1 \cdot 0,3 + 154,8 = 725,832 \text{ квар}.$$

Производим выбор номинальной мощности компенсирующих устройств по выражению (15):

$$277,3 \leq Q_{KV,ном} \leq 725,832$$

Окончательный выбор компенсирующих устройств номиналом 675 квар.

Расчет ступени регулирования устройства компенсации реактивной мощности определяется согласно выражения (16), предварительно по формуле (7) необходимо рассчитать потери активной мощности в трансформаторе в режиме минимальной загрузки. Принимаем значение $S_{HH B-300-3} = P_{p \min \text{нагр.}}$, так как всю реактивную мощность компенсирует УКРМ:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_\kappa \cdot \left(\frac{S_{HH B-300-3}}{S_T} \right)^2 = 25 + 160 \cdot \left(\frac{2580}{32000} \right)^2 = 26,04 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{KV.p.} = (P_{p.min \text{ в-300-3}} + \Delta P_T) \cdot (tg \varphi_{max} - tg \varphi_{min}) = (2580 + 26,04) \cdot (0,4 - 0,3) = 260,604 \text{ квар}$$

По данным предоставленным заводами изготовителя выбираем устройство со ступенью регулирования $\Delta Q_{KV} = 225 \text{ квар}$.

Итак, в результате расчёта выбрали УКРМ с номинальной мощностью 675 квар и ступенью регулирования 225 квар (всего 3 ступени).

Далее произведем расчеты для каждого из фидеров. В итоге проведенных расчетов получаем коэффициент реактивной мощности на каждом из вводов равным 0,4, что соответствует значениям нормативных документов. После чего проводятся расчеты нагрузки ГПП2 с учетом компенсирующих устройств. Результаты расчетов сводятся в таблице 5, формулы и методы расчетов были рассмотрены выше.

Расчет силовых нагрузок подстанции по методу спроса считается не совсем точным, поэтому при дальнейшем выборе и технико-экономических показателей силовых трансформаторов, необходимо рассмотреть упорядоченный график нагрузок ГПП2. Данный график строится по показаниям счетчиков установленных в четырех секциях, а так же трансформаторах собственных нужд.

Таблица 5 – Силовые нагрузки подстанции ГПП2 с учетом компенсации реактивной мощности

Электроприемники	№ фидера	Напряжение, U_n , кВ	Активная мощность, P_n кВт	Тип потребителя	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Коэффициент, K_{II}	активная мощность, $P_p = P_n \cdot K_{II}$ кВт	реактивная мощность, $Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi$ квар	Полная мощность, $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ кВА	Расчетный ток, $I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$ А
1 секция											
В3003	1	6,3	4300	4V-226-04HW1	0,93	0,43	0,60	2580,00	1032,00	2778,75	254,65
В230	2	6,3	9345,40		0,93	0,40	0,42	3963,53	1570,03	4227,43	387,41
КС153	3	6,3									
Резервная	4	6,3									
В3172	7	6,3	2900	1E BOE-136-74-4	0,93	0,40	0,6	1740,00	748,20	1894,04	173,58
ИТОГО для 1 секции			16545,4		0,93	0,40	0,50	8245,07	3298,03	8880,21	813,81
2 секция											
Резервная	32	6,3									
Резервная	33	6,3									
КС253	34	6,3									
В3001	37	6,3	3300	4V-226-04HW1	0,93	0,40	0,60	1980,00	792,00	2132,53	195,43
Резервная	38	6,3									
В3173	39	6,3	2400	4V-208-04HW1	0,93	0,40	0,65	1560,00	624,00	1680,17	153,98
В118	41	6,3	5579,47		0,93	0,40	0,40	2231,07	892,72	2403,71	220,28
ИТОГО для 2 секции			11279,47		0,93	0,40	0,51	5771,07	2308,72	6216,41	569,69
ИТОГО для Т-1			27824,87					14016,86	5606,74	15096,62	1383,50
3 секция											
В3174	11	6,3	2400	4V-208-04HW1	0,93	0,40	0,60	1440,00	576,00	1550,93	142,13
Резервная	12	6,3									
В3002	13	6,3	4300	1E BOE-155-75-4	0,93	0,40	0,6	2580,00	1032,00	2778,75	254,65
В246	14	6,3	4923,21		0,93	0,40	0,45	2215,44	886,18	2386,11	218,67
В330	15	6,3	6790,74		0,93	0,40	0,46	3123,74	1249,50	3364,37	308,32
Резервная	16	6,3									
ИТОГО для 3 секции			18413,95		0,93	0,40	0,51	9359,18	3743,67	10080,15	923,77

Продолжение таблицы 5

Электроприемники	№ фидера	Напряжение, U_n , кВ	Активная мощность, P_n кВт	Тип потребителя	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Коэффициент, K_{II}	активная мощность, $P_p = P_n \cdot K_{II}$ кВт	реактивная мощность, $Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi$ квар	Полная мощность, $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ кВА	Расчетный ток, $I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$ А
4 секция											
В219	20	6,3	4682,20		0,93	0,40	0,55	2575,21	1030,08	2773,59	254,18
Резервная	22	6,3									
Резервная	23	6,3									
Резервная	26	6,3									
В3171	27	6,3	2900	1E BOE-136-74-4	0,93	0,40	0,60	1740,00	696,00	1874,04	171,74
Резервная	28	6,3									
Резервная	42	6,3									
ИТОГО для 4 секции			7582,20		0,93	0,40	0,53	4315,21	1726,08	4647,62	425,92
ИТОГО для Т-2			25996,15		0,93	0,40	0,51	13674,39	5469,76	14727,77	1349,70

3. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

3.1. Выбор типа силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы и их тип выбираются исходя из учета климатических условий в которых будет работать данное оборудование. На подстанциях промышленных предприятий, в основном применяют двухобмоточные трансформаторы. Трехобмоточные находят свое применение редко, их используют только в тех случаях когда на предприятии присутствует удаленные потребители средней мощности, которые относятся к предприятию. Трансформаторы с расщеплением применяются когда есть необходимость снизить токи К.З.

Проанализировав нормативно-техническую документацию, которая регламентирует выбор типа трансформаторов на 110кВ. В данной документации рекомендуется использовать силовые трансформаторы с устройствами регулировки напряжения под нагрузкой (РПН). Это необходимо для того что бы обеспечить питание потребителей с резкопеременной нагрузкой.

3.2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Одно из основных требований при выборе числа и мощности силовых трансформаторов это требования по обеспечению надежности и бесперебойного питания потребителей. Так же к силовым трансформаторам предъявляется требование по экономической эффективности.

Выбор номинальной мощности трансформатора на подстанциях с одним трансформатором:

$$S_{ном} \geq \sum P_{max} \geq P_p, \quad (23)$$

где P_{max} - максимальная активная мощность на пятом году эксплуатации ;

P_p - расчетная мощность подстанции.

В зависимости от категории потребителей выбирается количество трансформаторов для 1-й или 2-й выбирается минимум два независимых источника питания, номинальная мощность которых с учетом дополнительной перегрузки находится:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max\text{ ЛС}} \times K_{1-2}}{K_{пер} \times (n-1)}, \quad (24)$$

Рассмотрев расчеты из 2 главы там видно что максимальная мощность подстанции ГПП2 составляет $S_{ГПП-2\text{ max}} = 28426\text{ кВА}$

$$S_{ном.Т} = \frac{28426 \times 0,8}{1,4 \times (2-1)} = 16243,43\text{ кВА}$$

Далее применительно к полученному значению $S_{ном.Т}$ подстанции по шкале мощности силовых трансформаторов из справочников выбирается не менее двух ближайших и больших по мощности трансформаторов из условия:

$$S_{ном.Т2} > S_{ном.Т1} \geq S_{ном.Т}. \quad (25)$$

Исходя из расчетов выбираем для последующего анализа два вида трансформаторов это ТРДН-32000/110/6 и ТРДН-40000/110/6. Трансформатор номинальной мощностью 25000 МВА не рассматривается, так как мощность существующих трансформаторов на ГПП-2 равна 31500МВА, снижение этих показателей нецелесообразно.

3.3. Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции

Мощность трансформаторов на ГПП выбирается исходя из расчетной нагрузки всего предприятия. Необходимо так же учитывать коэффициент загрузки трансформатора при отключении или выхода из строя одного из них, при этом в учет берется то что в нормальных условиях нагрузка трансформатора не должна сокращать его естественный срок службы.

Проанализируем вариант установки на подстанцию трансформатора ТРДН-32000/110/6/6 предлагаемый различными производителями. Технические характеристики приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Паспортные данные трансформаторов ТРДН-32000/110/6/6

Марка	$S_{ном.Т},$ МВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %	Изготовитель	Цена, млн. руб.
		ВН	НН						
ТРДН-32000/110	32	115	6,3/6,3	10,5	160	25	0,28	«Гольяттинский трансформатор»	42
ТРДН-32000/110	32	115	6,3/6,3	10,5	145	32	0,78	ОАО «Электрозавод»	42,8
ТРДН-32000/110	32	115	6,3/6,3	10,5	145	32	0,75	«УЭТМ»	41,9
ТРДН-32000/110	32	115	6,3/6,3	10,5	145	32	0,7	«Инвар-Элтранс» (Словакия, Чехия)	58

В трансформаторах с расщеплением приведенные потери мощности рассчитываются по следующим формулам:

$$P'_T = P'_X + k_{з.в.}^2 \cdot P'_{к.в.} + k_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + k_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2}, \quad (26)$$

$$P'_X = P_x + K_{ип} \cdot Q_x \quad (27)$$

$$k_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}, \quad k_{з.н1} = \frac{S_{н1}}{S_{ном.Т}}, \quad k_{з.н2} = \frac{S_{н2}}{S_{ном.Т}} \quad (28)$$

$$k_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}, \quad k_{з.н1} = \frac{S_{н1}}{S_{ном.Т}}, \quad k_{з.н2} = \frac{S_{н2}}{S_{ном.Т}} \quad (29)$$

$$P'_{к.в.} = P_{к.в} + K_{ип} \cdot Q_{к.в}, \quad P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1} + K_{ип} \cdot Q_{к.н1}, \quad (30)$$

$$P_{к.в} = 0, \quad P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot P_{к.ВН-НН}, \quad (31)$$

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (32)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \times u_{к.ВН-НН}, \quad U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \times u_{к.ВН-НН}. \quad (33)$$

$K_{ип}$ - коэффициент изменения потерь, зависящий от того на сколько удален потребитель от источника питания равняется $0,02 \div 0,2$ кВт/квар. В дальнейших расчетах принимаем значение.

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора на стороне высшего и низшего напряжений составляют:

$$k_{з.в.32} = \frac{28426}{32000} = 0,89,$$

$$k_{з.н1 32} = \frac{15505,5}{32000} = 0,485, \quad k_{з.н2 32} = \frac{12920,5}{32000} = 0,404$$

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода определяются следующим выражением:

$$Q_{x32} = \frac{0,28}{100} \times 32000 = 89,6 \text{ квар}$$

Приведенные потери мощности в режиме холостого хода определяются следующим выражением:

$$P'_{x32} = 25 + 0,05 \times 89,6 = 29,48 \text{ кВт}$$

Напряжение короткого замыкания обмоток для трансформатора с расщеплением на низкой стороне определяют по формуле:

$$U_{к.в32} = 0,125 \times 10,5 = 1,3125 \%,$$

$$U_{к.н132} = U_{к.н232} = 1,75 \times 10,5 = 18,375 \%$$

Потери реактивной мощности в соответствующих обмотках трансформатора определяют следующим выражением:

$$Q_{к.в32} = \frac{1,3125}{100} \times 32000 = 420 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н132} = Q_{к.н232} = \frac{18,375}{100} \times 32000 = 5880 \text{ квар}.$$

Расчет потерь мощности при коротком замыкании конкретных обмоток трансформатора при их максимальной нагрузке можно определить как:

$$P_{к.в32} = 0, P_{к.н132} = P_{к.н232} = 2 \times 160 = 320 \text{ кВт},$$

Приведенные потери активной мощности короткого замыкания конкретных обмоток трансформатора находятся следующим образом:

$$P'_{к.в32} = 0 + 0,05 \times 420 = 21 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н132} = P'_{к.н232} = 320 + 0,05 \times 5880 = 614 \text{ кВт}$$

Если на подстанции расположено несколько трансформаторов, которые подключены к одним шинам, количество работающих трансформаторов будет определяться в зависимости от количества потерь в процессе их работы по конкретному графику нагрузок. Для параллельно работающих трансформаторов требуется рассчитать экономическую нагрузку $S_э$ ниже которой один из трансформаторов выводят из работы с целью экономии.

Мощность экономической нагрузки рассчитывается по следующей формуле:

$$S_{\mathcal{E}} = S_{\text{ном.Т}} \times \sqrt{n \times (n-1) \times \frac{P'_x}{P'_k}}, \quad (34)$$

где $P'_{k32} = P'_{к.в. 32} + P'_{к.н1,2 32} = 21 + 614 = 635 \text{ кВт}$ - приведенные потери активной мощности короткого замыкания в трансформаторе.

Расчет экономической нагрузки с вариантом установки трансформатора ТРДН-32000/110/6 составит:

$$S_{\mathcal{E}32} = 32000 \times \sqrt{2 \times (2-1) \times \frac{29,48}{635}} = 9750,84 \text{ кВА}$$

Для силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой годовые потери энергии $\Delta W_{\text{ПС}}$ можно рассчитать исходя из следующих выражений:

$$\begin{aligned} W_{nc} &= \sum W_{xi} + \sum W_{ki} = \sum W_{xi} + \sum W_{к.вi} + \\ &+ \sum W_{к.н1i} + \sum W_{к.н2i} = \sum (n_i \times P'_x \times T_i) + \\ &+ \sum_{i=1}^k \left(\left(\frac{1}{n} \times P'_{к.в.} \times k_{з.в.i}^2 \times T_i \right) + \left(\frac{1}{n} \times P'_{к.н1i} \times k_{з.н1i}^2 \times T_i \right) + \right. \\ &\left. + \left(\frac{1}{n} \times P'_{к.н2i} \times k_{з.н2i}^2 \times T_i \right) \right), \end{aligned} \quad (35)$$

Потери энергии в трансформаторе отражены в приложении 3, данной бакалаврской работы.

Расчет стоимости годовых потерь энергии в трансформаторе:

$$I_{\mathcal{E}} = W_{nc} \cdot C_{\mathcal{E}}, \quad (36)$$

где $C_{\mathcal{E}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, которая равна $C_{\mathcal{E}} = 2,5 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$.

Годовые потери электроэнергии в трансформаторе составят:

$$I_{\mathcal{E}32} = 1034434,56 \cdot 2,5 = 2586086,4 \text{ руб.}$$

Метод приведенных затрат позволит определить целесообразность выбора с точки зрения экономики:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_o + I_{\mathcal{E}}, \quad (37)$$

где K – капитальные затраты на закупку оборудования для подстанции ПС, руб.; E_n – коэффициент дисконтирования, $E_n = 0,125 \div 0,3$;

И - годовые издержки на эксплуатацию, руб.; $I_э$ - годовые потери энергии в трансформаторах; $I_о$ - годовые отчисления, руб. Рассчитываются по следующему выражению:

$$I_о = p_{сум} \cdot K \quad (38)$$

Для силового оборудования 35-150 кВ $p_{сум} = 0,094$. Годовые отчисления будут равны:

$$I_{о32} = 0,094 \times 42 = 3,948 \text{ млн. руб.}$$

Определим приведенные затраты:

$$Z_{пр32} = 0,3 \times 42000000 \times 2 + 2586086,4 \times 2 + 2586086,4 = 32958259,2 \text{ руб.}$$

Далее необходимо рассмотреть вариант установки на подстанцию трансформатора ТРДН-40000/110/6/6. Технические характеристики от разных производителей представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Паспортные данные трансформаторов ТРДН-40000/110/6/6

Марка	$S_{ном.Г}$, МВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ		U_x , %	ΔP_x , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	Изготовитель	Цена, млн. руб.
		ВН	НН						
ТРДН-40000/110	40	115	6,3/6,3	10,5	170	22	0,28	«Тольяттинский трансформатор»	60
ТРДН-40000/110	40	115	6,3/6,3	10,5	175	24	0,3	ОАО «Электрозавод»	62
ТРДН-40000/110	40	115	6,3/6,3	10,5	175	32	0,7	«УЭТМ»	61
ТРДН-40000/110	40	115	6,3/6,3	10,5	128	24	0,2	«Инвар-Элтранс» (Словакия, Чехия)	88

Проведем расчет методика которого описывалась ранее, для силовых трансформаторов с расщеплением (26-37):

$$k_{з.в.40} = \frac{28426}{40000} = 0,711,$$

$$k_{з.н1 40} = \frac{15505,5}{40000} = 0,388, \quad k_{з.н2 40} = \frac{12920,5}{40000} = 0,323$$

$$Q_{x 40} = \frac{0,28}{100} \cdot 40000 = 112 \text{ квар}$$

$$P'_{x 40} = 22 + 0,05 \cdot 112 = 27,6 \text{ кВт}$$

$$U_{к.в.40} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \%,$$

$$U_{к.н1.40} = U_{к.н2.40} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%$$

$$Q_{к.в.40} = \frac{1,3125}{100} \cdot 40000 = 525,2 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н1.40} = Q_{к.н2.40} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар}.$$

$$P_{к.в.40} = 0, P_{к.н1.40} = P_{к.н2.40} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.в.40} = 0 + 0,05 \cdot 525,2 = 26,26 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н1.40} = P'_{к.н2.40} = 340 + 0,05 \cdot 7350 = 707,5 \text{ кВт}$$

$$S_{\Sigma 40} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{27,6}{(26,26 + 707,5)}} = 10971,16 \text{ кВА}$$

$$I_{\Sigma 40} = 1082684,76 \cdot 2,5 = 2706711,9 \text{ руб.}$$

$$I_{o.40} = 0,094 \cdot 60 = 5,64 \text{ млн.руб.}$$

$$Z_{пр40} = 0,3 \cdot 60000000 \cdot 2 + 5640000 \cdot 2 + 2706711,9 = 49986711,9 \text{ руб.}$$

Для данного трансформатора в приложении И приведены расчеты потерь электроэнергии.

Расчеты показали что наиболее выгодным является использование трансформатора ТРДН-32000/110/6/6 так как приведенные затраты при его использовании будут меньше затрат на трансформаторе ТРДН-40000/110/6/6. В дальнейшем в расчетах будут применяться данные трансформаторов ТРДН-32000/110/6/6.

4. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением выше 1 кВ

Необходимость расчета токов короткого замыкания состоит в том, что бы под полученные итоговые данные можно было подобрать оборудование, которое сможет выдерживать кратковременные динамические воздействия вызванные током К.З. Необходимо грамотно и точно рассчитать токи коротких замыканий еще на стадии проектирования, в противном случае коммутирующие устройства могут быть выбраны неверно что может привести к аварийной ситуации.

Расчётная схема и схема замещения показаны на рисунке 4.1.

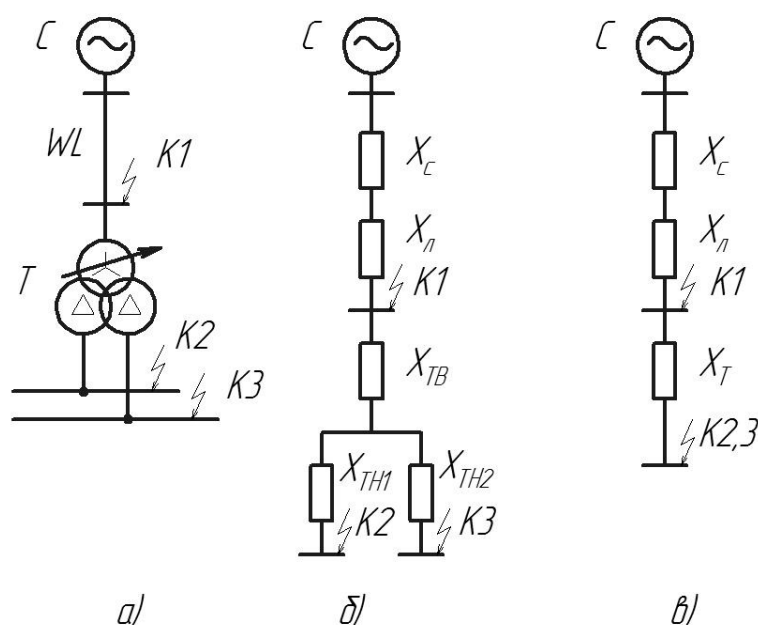


Рисунок 4.1 - Расчетная схема (а) и схема замещения (б, в)

Подстанция ГПП-2 питается от двух линий напряжением 110кВ: «СЗРТ-3» и «ЭТЗ», линии выполнены с помощью провода АС-185 длиной 1,75 км и АСКП-24 длиной 6,65 км. Токи короткого замыкания для каждой линии будут рассчитывать отдельно.

Погонные данные для каждой линии возьмем из справочной литературы:

$$\text{АС} - 185 \quad x_{\text{уд.}} = 0,41 \text{ Ом/км}; \quad \text{АСКП} - 240 \quad x_{\text{уд.}} = 0,39 \text{ Ом/км}$$

«СЗРТ-3» и «ЭТЗ».

Рассчитаем переходные сопротивления для схемы замещения при помощи выражения:

$$X_{*б, C} = \frac{S_б}{S_k} = \frac{1000}{520} = 1,92$$

Переходные сопротивления ВЛ рассчитываются следующим образом:

$$X_{*б, Л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{cp}^2} \quad (42)$$

$$X_{*б, ЛВ-1} = 0,41 \cdot 1,75 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,0543$$

$$X_{*б, ЛВ-2} = 0,39 \cdot 6,65 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,2$$

Для нахождения сопротивления трансформатора, представим его условно в виде одной обмотки:

$$X_{*б, T} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.T}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 3,3$$

4.1. Расчет симметричного короткого замыкания до точки К1

Сопротивление в точке К-1:

$$X_{*рез(б)К1} = X_{*б, C} + X_{*б, Л} \quad (43)$$

$$X_{*рез(б)К1В-1} = 1,92 + 0,0543 = 1,98$$

$$X_{*рез(б)К1В-2} = 1,92 + 0,2 = 2,12$$

Базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока К.З. определяется согласно выражению:

$$I_{п, о}^3 = \frac{E_{*б}''}{X_{*рез(б)}} \cdot I_б \quad (44)$$

$$I_{п, о К1В-1}^3 = \frac{1}{1,98} \cdot 5,02 = 2,54 \text{ кА}$$

$$I_{п, о К1В-2}^3 = \frac{1}{2,12} \cdot 5,02 = 2,37 \text{ кА}$$

Рассчитываем ударный ток К.З. согласно следующей формулы:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times I_{п, о} \cdot k_{уд} \quad (45)$$

Значение ударного тока в точке К-1:

$$i_{уд К1В-1} = \sqrt{2} \times 2,54 \times 1,8 = 6,47 \text{ кА}$$

$$i_{уд К1В-2} = \sqrt{2} \times 2,37 \times 1,8 = 6,03 \text{ кА}$$

4.2. Расчет симметричного короткого замыкание до точек К2 и К3

Силовой трансформатор марки ТРДН который был выбран для установки в ГПП2 имеет расщепление обмотки на низкой стороне, токи К.З. которые протекают в них тоже будут равны.

Сопротивление до точки К2:

$$X_{*рез(6)К2} = X_{*рез(6)К1} + X_{*6, Т} \quad (46)$$

$$X_{*рез(6)К2В-1} = X_{*рез(6)К1В-1} + X_{*6, Т} = 1,98 + 3,3 = 5,28$$

$$X_{*рез(6)К2В-2} = X_{*рез(6)К1В-2} + X_{*6, Т} = 2,12 + 3,3 = 5,42$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 6,3} = 91,64 \text{ кА}$$

Действующее значение тока К.З. периодической составляющей будет равным:

$$I_{п, о К2В-1}^3 = \frac{1}{5,28} \times 91,64 = 17,36 \text{ кА}$$

$$I_{п, о К2В-2}^3 = \frac{1}{5,42} \times 91,64 = 16,91 \text{ кА}$$

Ударный ток возникающий при К.З. будет рассчитываться по формуле:

$$i_{уд К2В-1} = \sqrt{2} \times 17,36 \times 1,8 = 44,2 \text{ кА}$$

$$i_{уд К2В-2} = \sqrt{2} \times 16,91 \times 1,8 = 43,05 \text{ кА}$$

5. Выбор электрических аппаратов и проводников

5.1. Выбор комплектных распределительных устройств

В данной работе было решено выбрать комплектные распределительные устройства компании ЗАО "Группа Компаний "Электроцит"- ТМ Самара". Этот производитель является наиболее оптимальным, так как работает на рынке уже давно и отличается высоким качеством производимой продукции.

Тип и марка КРУ СЭЩ-70 номинальным напряжением 6кВ и током 630-2500А. В комплект устройства входит:

- выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/2500 У2, $I_{ном} = 2500 А$;
- выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/1600 У2, $I_{ном} = 1600 А$;
- трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-70, $I_{1ном.} = 2500 А$, $K_{эд} = 35$, $K_T = 18$, $t_T = 1с$, $Z_{2ном.} = 2,4 Ом$, $S_{2ном} = 60 ВА$;
- трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-70, $I_{1ном.} = 1500 А$, $K_{эд} = 35$, $K_T = 26$, $t_T = 3с$, $Z_{2ном.} = 2,4 Ом$, $S_{2ном} = 40 ВА$;
- трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ-6, $U_{ном} = 6 кВ$, класс точности 0,5; $S_{ном} = 50 ВА$.

5.1.1. Выбор выключателей

Выбор коммутационных устройств производится исходя из следующих параметров:

1) номинальное напряжение $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;

2) номинальный ток $I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$;

3) отключающей способности:

3.1) Отключение апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{a, \tau} \leq i_{a, ном.} = \sqrt{2} \times \beta_{нор.} / 100 \times I_{откл. ном.} \quad (49)$$

3.3) Когда выражение $I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном.}$ соблюдается, и $i_{a,\tau} > i_{a,ном.}$, то отключающую способность проверяют по полному току:

$$(\sqrt{2} \times I_{n,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \times I_{откл. ном.} \times (1 + \beta_{нор.} / 100) \quad (50)$$

4) предельный сквозной ток К.З. на динамическую устойчивость:

$$I_{п,о}^n \leq I_{н.р.с.} \quad I_{уд} \leq I_{н.р.с.}' \quad (51)$$

5) Условие для термической устойчивости:

$$B_k \leq I_T^2 \times t_T, \quad (52)$$

Токи при продолжительном режиме с 40% перегрузкой:

$$I_{max} = 1,4 \times \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \times U_{cp}} \quad (53)$$

$$I_{max} = 1,4 \times \frac{32000}{\sqrt{3} \times 6,3 \times 2} = 2053 \text{ A}$$

Термическая стойкость определяется по следующей формуле:

$$B_k = I_{п,о}^2 \times (t_{откл.} + T_a) \quad (54)$$

При выборе выключателей или кабелей при расчете принимают максимальное значение периодической составляющей:

$$I_{п,о}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}; \quad i_{уд} = 76,61 \text{ кА.}$$

Термостойкость при времени воздействия К.З. $t_{откл.} = 0,01$ с равна:

$$B_k = 30,1^2 \times (0,01 + 0,12) = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Самое большое значение аperiodической составляющей тока К.З. рассчитывается по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times I_{п,о}^n \times e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (55)$$

Времени $\tau = t_{пз} + t_{с.в} = 0,02 + 0,03 = 0,05$ с

Самое большое значение аperiodической составляющей тока К.З.:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times 30,1 \times e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 28,1 \text{ кА}$$

Решено выбрать вакуумный выключатель марки ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/2500 У2. Все технические характеристики сведены в таблицу 8.

Таблица 8 - Сравнение паспортных и расчетных данных выключателя

Выключатель ВВУСЭЩЭ-40/2500	
Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет. ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2053 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{п,о}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 28,1 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \times \beta_{пор. / 100} \times I_{откл. ном} =$ $= \sqrt{2} \times 0,5 \times 40 = 28,3 \text{ кА}$
$I_{п,о}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{н.р.с.} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 76,61 \text{ кА}$	$i_{н.р.с.} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} < t_T \quad \text{ТО } B_k \leq I_T^2 \times t_{откл} = 40^2 \times 0,1 = 160 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Анализируя полученные данные с теми данными что находятся в паспорте можно сделать вывод что данный выключатель подходит по своим параметрам, для установки в ячейку КРУ.

После чего проведем проверку коммутационных устройств в остальных ячейках. Из таблицы №9 возьмем расчетный ток для фидера, расчет произведем для ввода В-300-3

$$I_{max} = 1,4 \times \frac{S_{ном. В-300-3}}{\sqrt{3} \times U_{cp}} = 1,4 \times 257,37 = 360,32 \text{ А}$$

При выборе выключателей или кабелей берем к расчету максимальное значение периодической составляющей:

$$I_{п,о}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}; \quad i_{уд} = 76,61 \text{ кА}$$

Термостойкость при времени воздействия К.З. $t_{откл.} = 0,01 \text{ с}$ равна:

$$B_k = 30,1^2 \times (0,01 + 0,12) = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания будет равно:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times 30,1 \times e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 28,1 \text{ кА}$$

Выбираем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/1600 У2. Все паспортные данные приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Сравнение паспортных и расчетных данных выключателя

Выключатель ВВУСЭЩ-6-40/1600	
Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет. ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 360,32 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п.о}^{(1)} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{а,т} = 28,1 \text{ кА}$	$i_{а, ном} = \sqrt{2} \times \beta_{пор.} / 100 \times I_{откл. ном} =$ $= \sqrt{2} \times 0,5 \times 40 = 28,3 \text{ кА}$
$I_{п.о}^{(1)} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{н.р.с} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 76,61 \text{ кА}$	$i_{н.р.с} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} < t_T \quad \text{то } B_k \leq I_T^2 \times t_{откл} = 40^2 \times 0,1 = 160 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Анализируя полученные данные с теми данными что находятся в паспорте можно сделать вывод что данный выключатель подходит по своим параметрам, для установки на фидер ввода В-300-3.

Точно так же анализируются остальные фидеры.

После проведенных расчетов были выбраны 25 вакуумных выключателей ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/1600.

5.1.2. Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится следующим образом:

- 1) По напряжению $U_{ном} \leq U_{сет. ном.}$
- 2) По длительному (рабочему) току $I_{ном.} \leq I_{1 ном.}$
- 3) По электродинамической стойкости $i_{уд} \leq K_{эд} \times \sqrt{2} \times I_{1 ном.}$
- 4) термостойкость: $B_k \leq K_T^2 \times I_{1 ном.}^2 \times t_T$,
- 5) конструктивному исполнению и классу точности;
- 6) вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2 ном.}$

Активное сопротивление в цепи не велико следовательно:

$$Z_2 \approx R_2, \quad R_2 = R_{приб.} + R_{пр} + R_k,$$

$R_{приб.}$ - внутреннее сопротивление приборов, которые подключены к трансформатору тока:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_2^2}, \quad (56)$$

Для работы трансформатора в выбранном классе точности, нужно соблюдать условие:

$$R_{\text{приб.}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \leq Z_{2 \text{ ном.}}, \quad \text{откуда} \quad (57)$$

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2 \text{ ном.}} - R_{\text{приб.}} - R_{\text{к.}}$$

Известно $R_{\text{пр}}$, определим сечение соединительных проводников:

$$s = \frac{\rho \times l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (58)$$

Исходя из условий прочности сечения медных проводников должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$, для алюминиевых – $4,0 \text{ мм}^2$

Наибольший расчетный ток в цепях трансформатора низкой стороны напряжения берется с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \times \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} = 1,4 \times \frac{32000}{\sqrt{3} \times 6,3 \times 2} = 2053 \text{ A}$$

В выбранном КРУ устанавливаются трансформаторы ТОЛ-СЭЩ-70

Сравнение расчетных и паспортных данных сведено в таблицу 10.

В таблице 11 отображены измерительные приборы подключенные к трансформатору.

Таблица 10 - Расчетные и паспортные данные трансформатора тока

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-70	
Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет. ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2053 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ A}$
$i_{\text{yo}} = 76,61 \text{ кА}$	$K_{\text{yo}} \times \sqrt{2} \times I_{\text{ном.}} = 35 \times \sqrt{2} \times 2,5 = 123,744 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_{\text{T}}^2 \times I_{\text{ном.}}^2 \times t_{\text{T}} = 18^2 \times 2,5^2 \times 1 = 2025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 11 - Нагрузка на измерительном трансформаторе тока

Устройство	Марка	Мощность, ВА, пофазно		
		А	В	С
Амперметр	ЦА 2101-005	10	-	-
Прибор Сириус-21	Сириус-21	2,5	2,5	2,5
Измеритель энергии	СЕ302	9	9	9

Рассмотрев таблицу 22 можно увидеть что самая загруженная фаза в трансформаторе это фаза А сопротивление на фазе равно:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{21,5}{5^2} = 0,86 \text{ Ом}$$

Найдем сопротивление проводников:

$$R_{\text{пр}} = 2,4 - 0,86 - 0,1 = 1,44 \text{ Ом}$$

За расчетную длину проводника возьмем 40м, определим сечение:

$$s = \frac{0,0175 \times 40}{1,44} = 0,49 \text{ мм}^2$$

Выбираем сечение 2,5 мм².

5.1.3. Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформатора напряжения производится исходя из следующих условий:

- 1) По напряжению $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном.}}$;
- 2) Типу и схемам соединения обмоток, классом точности
- 3) вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$,

Рассчитаем нагрузку трансформатора:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{ном}} \times \cos\varphi)^2 + (\sum S_{\text{ном}} \times \sin\varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (59)$$

Расчетные данные сведены в таблицу 12.

Таблица 12 - Нагрузка на измерительном трансформаторе напряжения

Устройство	Марка устройства	Мощность катушки, ВА	количество катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Количество устр-в	Номинальная мощность	
							P , Вт	Q вар
Изм. напряжения	СВ3020100	4	1	1	0	1	4	-
Прибор Сириус-21	Сириус21	2,5	3	1	0	1	7,5	-
Измеритель энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	1,9	3	0,38	0,925	1	2,166	5,3

Выбираем трансформатор напряжения типа НОЛ-СЭЦ-6 имеющий класс точности 0,5.

5.2. Выбор жестких шин и изоляторов

Жесткие шинопроводы выбираются по экономической плотности тока:

Выбор сечения жестких шин производится по экономической плотности

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{НОМ.}}}{J_{\text{ЭК}}}$$

Значение s округляется и по нему производятся расчеты:

1) по допустимому току: $I_{\text{max}} \leq I_{\text{дл.доп.}}$;

2) по термостойкости при К.З.:

$$\theta_{\text{к.з.}} \leq \theta_{\text{доп.к.з.}} \text{ или } s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}} \leq s,$$

3) по электродинамической стойкости при К.З.

$$\sigma_{\text{раб}} \leq \sigma_{\text{доп}},$$

Наибольшее напряжение в шине при двухфазном К.З.:

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{2 \cdot 10^{-7} l_{\text{уз}} (i_{\text{уд}}^2)^2 k_{\phi} k_{\text{расп}}}{\lambda \cdot W \cdot a}, \quad (60)$$

Проектируя РУ с жесткими шинопроводами, рассчитывается частота собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2\pi l^2} \cdot \sqrt{\frac{EJ}{m}} \quad (61)$$

Выбираем шинопроводы для трансформатора ТРДН-32000/110/6 на стороне НН, а так же изоляторы к ним. Токи К.З. полученные расчетным путем

$$I_{п,о}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}, i_{уд} = 76,61 \text{ кА}, B_{к} = 117,8 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Токи при продолжительных режимах, которые рассчитывались ранее:

$$I_{ном} = 1466,3 \text{ А}; I_{max} = 2053 \text{ А.}$$

Выбор сечения шин:

$$s_{эк} = \frac{I_{ном.}}{J_{эк}} = \frac{2053}{1,8} = 1140,56 \text{ мм}^2$$

Выбираем шины размером (120x10) мм² $I_{доп} = 2650 \text{ А.}$

Минимальное сечение:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_{к}}}{C_{m}} = \frac{\sqrt{117,8 \cdot 10^6}}{170} = 64 \text{ мм}^2$$

Шины термоустойчивы так как соблюдается условие: $s_{min} = 64 \leq s = 1200$.

В данной бакалаврской работе решено выбрать изолятор типа ОСК2-10-А-4УХЛ1 высотой $H_{из} = 215 \text{ мм}$. Расчеты токов К.З. показали что самый максимальный и наиболее опасный является двухфазное К.З. на землю, наибольшая нагрузка на изолятор равна:

$$F_{расч}^{(2)} = \frac{2 \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l_{из} \cdot (i_{уд}^2) \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч} = \frac{2 \cdot 10^{-7}}{0,4} \cdot 0,24^2 \cdot 76610^2 \cdot 1 \cdot 1 = 169,03 \text{ Н.}$$

Следовательно изоляторы удовлетворяют условиям электродинамической устойчивости.

5.3. Выбор кабелей

Выбор Кабельных линии напряжением более 1 кВ производится следующим образом:

1) Номинальное напряжение $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$

2) экономическая плотность тока: $s_{эк} = \frac{I_{ном.}}{J_{эк}}$

4) допустимый ток: $I_{\text{продол.расч.}} \leq I_{\text{дл.доп.}}$,

5) термическая стойкость: $s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_m} \leq s$.

В наши дни довольно большое применение находят себе кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена, которые считаются более надежными чем кабели с бумажно-пропитанной изоляцией, что в свою очередь дает ряд определенных преимуществ.

Кабели с данным типом изоляции не распространяют горения, но как и любое оборудование, данный тип кабелей имеет ряд преимуществ и недостатков. К недостаткам можно отнести то что сам ПВХ пластикат является полярным полимером, а данный материал имеет диэлектрические свойства ниже чем у кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией, в следствии чего потери в линии больше.

Данные таблицы 2 показывают что на предприятии АО Саранский завод «Резинотехника» на класс напряжения 6 кВ применяются КЛ с бумажно-пропитанной изоляцией, срок эксплуатации которых уже более 35 лет. В последнее время наблюдаются частые выходы из строя КЛ, в следствии чего предлагается заменить КЛ от каждого фидера.

На данном предприятии все кабельные линии проходят по эстакадам, которые по мимо кабельных линий несут на себе нагрузку технологических трубопроводов. По данным трубопроводам протекают горючие и легковоспламеняющиеся жидкости и газы. При выборе кабельной линии необходимо учитывать то что она проходит во взрывоопасных условиях. Поэтому выбираем тип кабеля с медными жилами, с ПВХ изоляцией низкого дымо- и газо- выделения, с броней из стальных лент.

Возьмем данные из таблицы 9 и произведем расчеты по сечению кабелей для фидеров подстанции ГПП2.

Все кабельные линии прокладываются на эстакаде на открытом воздухе, поэтому максимальной температуры жилы кабеля можно взять около 70 °С. Руководствуясь ПУЭ принимаем $k_1 = 0,75; k_2 = 1,29$.

Проверка на термостойкость с временем воздействия К.З. $t_{откл.} = 0,2$ с составляет:

$$B_k = 30,1^2 \times (0,2 + 0,12) = 289,9 \times 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Возьмем из нормативного документа РД 153-34.0-20.527-98 значение:

$$C_m = 120 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$$

Ранее был выбран тип вакуумного выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/1600 обладающий следующими характеристиками: $t_{откл.в.} = 0,03$ с; $t_{р.з.} = 0,2$ с; $T_a = 0,02$ с; $I_{ном} = 1600$ А; $I_{п.о} = 30,1$ кА.

Расчеты сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчеты кабельных линий

№ фидера	$U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$	$s_{эк} = \frac{I_{ном.}}{J_{эк}}$	Тип количество число и сечение жилы	$I_{дл.доп.} = k_1 k_2 I_{доп.ном.}$ $\leq I_{дл.доп.норм.}$	$s_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} \leq s.$
В3003	$6 \leq 6$	$s_{эк} = \frac{500}{2} =$ $= 250 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВнг-LS-6 2х(3х150 мм ²)	$I_{дл.доп.} =$ $= 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 590,2 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$	$s_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-2-30	$6 \leq 6$	$s_{эк} = \frac{900}{2} =$ $= 450 \text{ мм}^2$ $\approx 3 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВнг-LS-6 3х(3х150 мм ²)	$I_{дл.доп.} =$ $= 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 885,3 \text{ А} \leq 915 \text{ А}$	$s_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
КС-1-53	$6 \leq 6$	$s_{эк} = \frac{720}{2} =$ $= 360 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 185 \text{ мм}^2$	ВБШВнг-LS-6 2х(3х185 мм ²)	$I_{дл.доп.} =$ $= 350 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 677,25 \text{ А} \leq 700 \text{ А}$	$s_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-317-2	$6 \leq 6$	$s_{эк} = \frac{390}{2} =$ $= 195 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 120 \text{ мм}^2$	ВБШВнг-LS-6 2х(3х120 мм ²)	$I_{дл.доп.} =$ $= 260 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 503,1 \text{ А} \leq 520 \text{ А}$	$s_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
КС-2-53	$6 \leq 6$	$s_{эк} = \frac{720}{2} =$ $= 360 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 185 \text{ мм}^2$	ВБШВнг-LS-6 2х(3х185 мм ²)	$I_{дл.доп.} =$ $= 350 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 677,25 \text{ А} \leq 700 \text{ А}$	$s_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-300-1	$6 \leq 6$ ☐	$s_{эк} = \frac{500}{2} =$ $= 250 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВнг-LS-6 2х(3х150 мм ²)	$I_{дл.доп.} =$ $= 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 590,2 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$	$s_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$

Продолжение таблицы 13

№ фидера	$U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$	$S_{эк} = \frac{I_{ном.}}{J_{эк}}$	Тип количество число и сечение жилы	$I_{дл.доп.} = k_1 k_2 I_{доп.ном.}$ $\leq I_{дл.доп.ном.}$	$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} \leq s.$
В-317-3	$6 \leq 6$	$S_{эк} = \frac{390}{2} =$ $= 195 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 120 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х120 мм2)	$I_{дл.доп.} =$ $= 260 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 503,1 \text{ А} \leq 520 \text{ А}$	$S_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-1-18	$6 \leq 6$	$S_{эк} = \frac{890}{2} =$ $= 445 \text{ мм}^2$ $\approx 3 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 3х(3х150 мм2)	$I_{дл.доп.} =$ $= 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 885,3 \text{ А} \leq 915 \text{ А}$	$S_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-317-4	$6 \leq 6$	$S_{эк} = \frac{500}{2} =$ $= 250 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х150 мм2)	$I_{дл.доп.} =$ $= 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 590,2 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$	$S_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-300-2	$6 \leq 6$	$S_{эк} = \frac{500}{2} =$ $= 250 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х150 мм2)	$I_{дл.доп.} =$ $= 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 590,2 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$	$S_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-2-46	$6 \leq 6$	$S_{эк} = \frac{500}{2} =$ $= 250 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х150 мм2)	$I_{дл.доп.} =$ $= 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 590,2 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$	$S_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-3-30	$6 \leq 6$	$S_{эк} = \frac{720}{2} =$ $= 360 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 185 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х185 мм2)	$I_{дл.доп.} =$ $= 350 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 677,25 \text{ А} \leq 700 \text{ А}$	$S_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-2-19	$6 \leq 6$	$S_{эк} = \frac{890}{2} =$ $= 445 \text{ мм}^2$ $\approx 3 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 3х(3х150 мм2)	$I_{дл.доп.} =$ $= 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 885,3 \text{ А} \leq 915 \text{ А}$	$S_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-317-1	$6 \leq 6$	$S_{эк} = \frac{390}{2} =$ $= 195 \text{ мм}^2$ $\approx 2 \times 120 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х120 мм2)	$I_{дл.доп.} =$ $= 260 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 =$ $= 503,1 \text{ А} \leq 520 \text{ А}$	$S_{min} = \frac{\sqrt{289,9 \times 10^6}}{120} =$ $= 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$

Таким образом выбранные кабели термически устойчивы.

6. Релейная защита и выбор оперативного тока

В данном разделе рассматривается выбор основных элементов защиты в подстанции, в электроэнергетических системах основным видом защиты считается релейная защита. Релейная защита подразделяется на защиту трансформаторов, выключателей, а так же отходящих линий.

Как правило основной защитой силовых трансформаторов является дифференциальная токовая защита и газовая защита.

Так как в составе потребителей подстанции присутствуют потребители 1-й категории, то необходима установка АВР автоматического ввода резерва. Проведя анализ устройств релейной защиты которые установлены на ГПП2, можно сделать вывод о том, что на сегодняшний день, состояние аппаратов и устройств электромеханической релейной защиты, можно оценивать как неудовлетворительное. Поэтому дальнейшая эксплуатация подстанции с существующими устройствами защиты, несет за собой определенные риски, в виду того что при возникновении аварийной ситуации может просто не сработать. Решено заменить существующие устройства на микропроцессорную защиту типа "Сириус-21".

В комплект микропроцессорной защиты входит микропроцессорные устройства типа "Сириус-ТЗ", которое включает в себя дифференциальную защиту трансформатора, МТЗ на стороне ВН и НН, газовую защиту.

В комплект защиты коммутационных устройств входит микропроцессорные устройства типа "Сириус-21-С", которое включает в себя МТЗ, защиту от обрыва фаз, системы автоматики по управлению коммутатором.

В комплект защиты кабельных линий входит микропроцессорное устройство типа "Сириус-21-Л", которое включает в себя МТЗ, защиту от однофазных К.З. на землю, защиту от возникновения дуги.

Управление коммутационными устройствами, системами сигнализации и автоматики, осуществляется при помощи постоянного тока. Следовательно выбираем тип тока постоянный.

7. Собственные нужды подстанции

Собственные нужды подстанции включают в себя следующих потребителей это сети оперативного тока, системы подогрева ячеек, системы вентиляции, аварийное и рабочее освещение.

Таблица 14 - Нагрузка собственных нужд

№ п/п	Потребители	Номинальная мощность	
		$P, \text{кВт}$	$P_{\Sigma}, \text{кВт}$
1	Система охлаждения силового трансформатора	5,5 x 2	11
2	Комплектное распределительное устройство	0,5 x 41	20,5
3	Система обогрева разъединителя	0,6 x 8	4,8
4	Подогрев		30
5	Рабочее освещение		1,45
6	Аварийное освещение		0,525
7	Обогрев трансформатора		100
	Итого:		168,3
	Принимая в учет $K_{\Sigma} = 0,7$		
	Итого:		117,81

Потребители собственных нужд на подстанции как правило питаются от специально установленных для этих целей трансформаторов собственных нужд. Проанализировав данные таблицы 25, выбираем два трансформатора тип ТС-100/6.

8. Система измерений на подстанции

Основное и вспомогательное оборудование подстанции контролируется при помощи контрольно-измерительных приборов, которые монтируются в операторной.

На высоковольтных линиях установлены системы по контролю состояния линий электропередач, которые записывают информацию, и передают её на центральный пульт в операторной.

Перечень контрольно-измерительных приборов которые устанавливаются на подстанции отображен в таблице 15

Таблица 15 – Контрольно-измерительные приборы

Схема	Точка монтажа	Наименование устройства
Трансформатор с тремя обмотками	ВН	Измеритель тока
Трансформатор с тремя обмотками	НН, на ячейках вводных фидеров	Измеритель тока, Ватметр, счетчики
Секционные токопроводы	Лицевая панель	Измеритель мощности
Секционный фидер	Лицевая панель	Измеритель тока
ЛЭП до потребителей	Лицевая панель	Измеритель тока, Ватметр
ЩУ	Панель	Измеритель тока, Измеритель напряжения
Трансформатор собственных нужд	НН	Измеритель тока, Ватметр

9. Заземление подстанции ГПП-2

Согласно нормам ПУЭ на подстанции все металлические части оборудования, которое находится под напряжением необходимо заземлять. Существуют два типа заземляющих устройств это выносное и контурное, выбор зависит от местоположения оборудования рядом с заземлителем.

Контурное заземление представляет из себя заземляющий контур, который располагается под землей состоящий из стальной полосы, с расположенными на ней электродами, размеры контура, а так же длина и количество электродов зависит от типа заземляемого оборудования и его класса напряжения.

Если электроустановка открытого типа то металлические части оборудования присоединяют к контуру при помощи заземляющего проводника. В здании прокладывается внутренний контур заземления который присоединяется к внешнему при помощи заземлителя который как правило состоит из стальной полосы.

Заземляющее устройство подстанции выполнено в виде контура который был смонтирован в 1970 году. Представляет из себя электроды наружным диаметром 12 мм², длиной 5м, в количестве 68 шт. Глубина заложения электрода составляет 0,7 м от поверхности земли. Соединены между собой контуром из стальной полосы 40х4, которая располагается на глубине 0,8м от поверхности земли.

Контур заземления подстанции каждый год проходит испытания, испытания показывают что полное сопротивление контура остается в пределах нормативных значений. Следовательно его замена не требуется.

Заключение

В ходе выполнения бакалаврской работы по теме «Реконструкция ГПП-2 АО Саранский завод «Резинотехника», был произведен расчет силовых нагрузок. В работе представлены расчеты нагрузок как с учетом так и без учета компенсации реактивной мощности. Так же провели расчеты по выбору числа и мощности силовых трансформаторов.

Расчеты показали что для данного объекта наиболее выгодным является использование силовых трансформаторов с полной мощностью 32000 кВА. На данный момент на подстанции установлены двухобмоточные трансформаторы, на замену им предлагаются трансформаторы с расщепленной обмоткой тип ТРДН-32000/110/6/6, данное решение позволит отказаться от реакторов.

Работа включает в себя проверку оборудования на устойчивость к токам короткого замыкания на напряжение более 1кВ. В ходе расчетов токов К.З. выявлен самый неблагоприятный вид К.З. в данном случае это двухфазное К.З. на землю. С учетом данного вида К.З. производился дальнейший выбор аппаратов защиты.

Так же в работе был произведен выбор комплектного распределительного устройства, решено установить ячейки типа КРУ-СЭЩ-70, в комплекте с вакуумными выключателями ВВУ.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2010 г. – М.: КРОНУС, 2010. – 488 с.
2. ГОСТ 12.0.003-74*. - Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. –Введ. 1976-01-01. - Госуд. комитет по стандартам; М.: Изд-во стандартов,2004. – 4 с.
3. Свод правил СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95».
4. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания РД 153-34.0-20.527-98.
5. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М.: МЭИ, 2004. – 41 с.
6. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е изд., с изм. и доп.). – М.: Энергоатомиздат, 2000. - 91 с.
7. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие/В.В. Вахнина. - Изд. 2-е, стер.- Тольятти: ТГУ, 2011. - 69 с.
8. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. – Тольятти: ТГУ, 2004. - С.92.
9. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебно–методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования – Тольятти: ТГУ, 2007. - С.54.
10. Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок: учеб. пособие/ В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. – Тольятти ТГУ, 2008. – 91 с.
11. Епашников, М.М. Электрическое освещение. Учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений. Изд. 4-е, перераб. М., «Энергия», 2003.

12. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М.: Энергия, 2006. – Т.4,6.
13. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева, - М.:ФОРУМ-ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
14. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб.пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. – М.: Академия, 2006. – 416 с.
15. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2010. – 448 с.
16. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы с нарушением симметричной работы СЭС.: учеб.метод. пособие для курсового проектир. / В.В. Сенько. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 40 с.
17. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в СЭС.:учеб.метод. пособие / В.В. Сенько. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 59 с.
18. Системы электроснабжения : учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Ростов н/Д : Феникс, 2011. – 382 с. : ил. – (Высшее образование).
19. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г.М. Кнорринга. Л., «Энергия», 2006. – 384 с.
20. Справочная книга электрика / под ред. В.И. Григорьева, - М.: Колос, 2004. – 746с.
21. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
22. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб.пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006. - 150 с.
23. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного

проектирования/ Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков, - Тольятти: ТГУ, 2007. – 124 с.

24. http://www.electroshield.ru/komplektnye_raspredustroystva_kru_70.

25. <http://transformator.com.ru/ttproduction/transform/>.

26. <http://www.cheb-transformator.com/catalog/tsz100>.

27. <http://electrical-engineering-portal.com/designing-of-hv-power-substation-and-layout#4> / Mr Alvin Lutchman, Lecturer at University of West Indies.

28. <http://www.tdworld.com/transmission/substation-design-third-dimension> / Gene Wolf, Apr 01, 2012.

29. <http://www.inmr.com/utility-developed-hung-busbar-step-new-substation-design/>.

30. <http://www.aurecongroup.com/en/thinking/thinking-papers/smart-substation-design-how-utilities-can-benefit.aspx> / Mark Hibbert, Technical Director for Energy.