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 «Электроснабжение собственных нужд Серовской ГРЭС»

Студент(ка)	А.В. Арискин	
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)
Руководитель	Д.Л. Спиридонов	
	(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

В работе представлена система электроснабжения собственных нужд Серовской ГРЭС в связи со строительством ПГУ-420 установленной мощностью 420 МВт. Приведено основное оборудование ПГУ-420 и их технические характеристики. Рассчитана величина нагрузок электроприемников собственных нужд энергоблока ПГУ-420. Рассчитаны токи КЗ.

Рассчитано и выбрано электрооборудование понизительной системы собственных нужд ПГУ-420 Серовской ГРЭС.

Выбрана схема электроснабжения собственных нужд. Выбраны уставки релейной защиты и блоки микропроцессорной релейной защиты.

Пояснительная записка квалификационной работе выполнена на 53 листах формата А4. Пояснительная записка содержит 54 стр., 6 рисунков, 20 таблиц.

Графическая часть содержит 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение 6
1 Общая характеристика объекта проектирования 7
1.1 Описание энергоблока ПГУ-420 Серовской ГРЭС 7
1.2 Схема выдачи электрической энергии (мощности) 13
2 Расчет электрических нагрузок системы собственных нужд 15
3 Выбор силовых трансформаторов и схемы собственных нужд 18
3.1 Выбор силовых трансформаторов 18
3.2 Выбор схемы собственных нужд 24
5 Выбор электрооборудования 32
5.1 Выбор оборудования РУСН – 6 кВ 32
5.1.1 Выбор выключателей 34
5.1.2 Выбор трансформатора тока 6 кВ 37
5.1.3 Выбор трансформатора напряжения 39
5.2 Выбор ограничителей перенапряжения 40
6 Выбор силового кабеля 0,4кВ, отходящего от РУ-0,4кВ к сборкам 41
7 Выбор автоматических выключателей, расцепителей и нагрузки отходящих присоединений РУ-0,4кВ 44
8 Выбор схемы щита постоянного тока 46
9 Выбор релейной защиты и автоматики 47
9.1 Микропроцессорное устройство РС83-ДТ2 47
9.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства РС83-ДТ2 47
9.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора 48
Заключение 52
Список использованных источников 53

Введение

Для России проблема электроснабжения городов и промышленных центров имеет особую значимость, поскольку большая часть ее территории находится в суровых климатических зонах, и требования к надежности систем электроснабжения должны быть очень жесткими. Особое место занимает вопрос определения в энергосистеме «узких мест» и устранение дефицита мощности в энергорайонах Единой энергосистемы Российской Федерации.

Работа посвящена системе электроснабжения собственных нужд энергоблока ПГУ-420 ст. №9 Серовской ГРЭС, которая находиться в Серово - Богословском промышленном узле в 9 км от г. Серова Свердловской области. Выбранная тема работы является актуальной, т.к. ввод в эксплуатацию ПГУ-420 позволит укрепить надежность электроснабжения в Серово-Богословском энергоузле.

Целью квалификационной работы является создание надежной системы электроснабжения собственных нужд энергоблока ПГУ-420 ст. №9 Серовской ГРЭС и обеспечение электрической энергией и мощностью системы обеспечения технологического процесса производства ПГУ-420, путем выбора электрооборудования и схемы электроснабжения собственных нужд.

Согласно поставленной цели, в квалификационной работе решаются следующие задачи:

- Выбор трансформаторов собственных нужд;
- Выбор ячеек комплектно распределительного устройства РУСН 6 кВ;
- Расчёт токов КЗ для максимального и минимального режимов работы, а также выбор и установка современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

1 Общая характеристика объекта проектирования

1.1 Описание энергоблока ПГУ-420 Серовской ГРЭС

Энергоблок ПГУ-420 ст. №9 филиала ПАО «ОГК-2» - Серовская ГРЭС введен в эксплуатацию с установленной мощностью 420 МВт, располагаемой мощностью 417,351 МВт.

Назначение энергоблока – выработка электрической энергии для продажи на оптовом рынке электроэнергии.

Серовская ГРЭС расположена в Серово - Богословском промышленном узле в 9 км от г. Серова Свердловской области. ГРЭС была введена в эксплуатацию в 1954 году. Установленная электрическая мощность до ввода ПГУ-420 составляла 388 МВт, с вводом энергоблока она увеличивается до 808 МВт.

Рисунок 1.1 - Расположение основных зданий энергоблока ПГУ-420 ст. №9

В силовую установку SCC5-4000 F-1S входит газовая турбина SGT5-4000F, паровая турбина SST5-3000, генератор типа SGen5-2000H, конденсатор Scon 1000.

Электроэнергия вырабатывается генератором типа SGen5-2000H. Генератор входит в силовую установку одновального исполнения типа SCC5-4000 F-1S производства Siemens AG.

Паровая и газовая турбины скомпонованы по одновальной схеме и соединены при помощи автоматической синхронизирующей муфты SSS. Генератор расположен между газовой и паровой турбинами.

Поток газовоздушной смеси, которая образуется при сгорании природного газа или дизельного топлива в газовой турбине воздействует на лопатки вала газовой турбины. Ротор генератора, соединенный с валом газовой турбины при помощи муфты раскручивается и создает электромагнитное поле, преобразуемое в обмотке статора в электричекую энергию с номинальными параметрами 20 кВ, 50 Гц.

Уходящие газы с температурой около 500 градусов через диффузор попадают в котел-утилзатор, где вода под воздействием температуры преобразуется в пар. Пар подается на лопатки вала паровой турбины. Вал паровой турбины при помощи автоматической синхронизирующей муфты SSS с обратной стороны генератора также раскручивает его ротор.

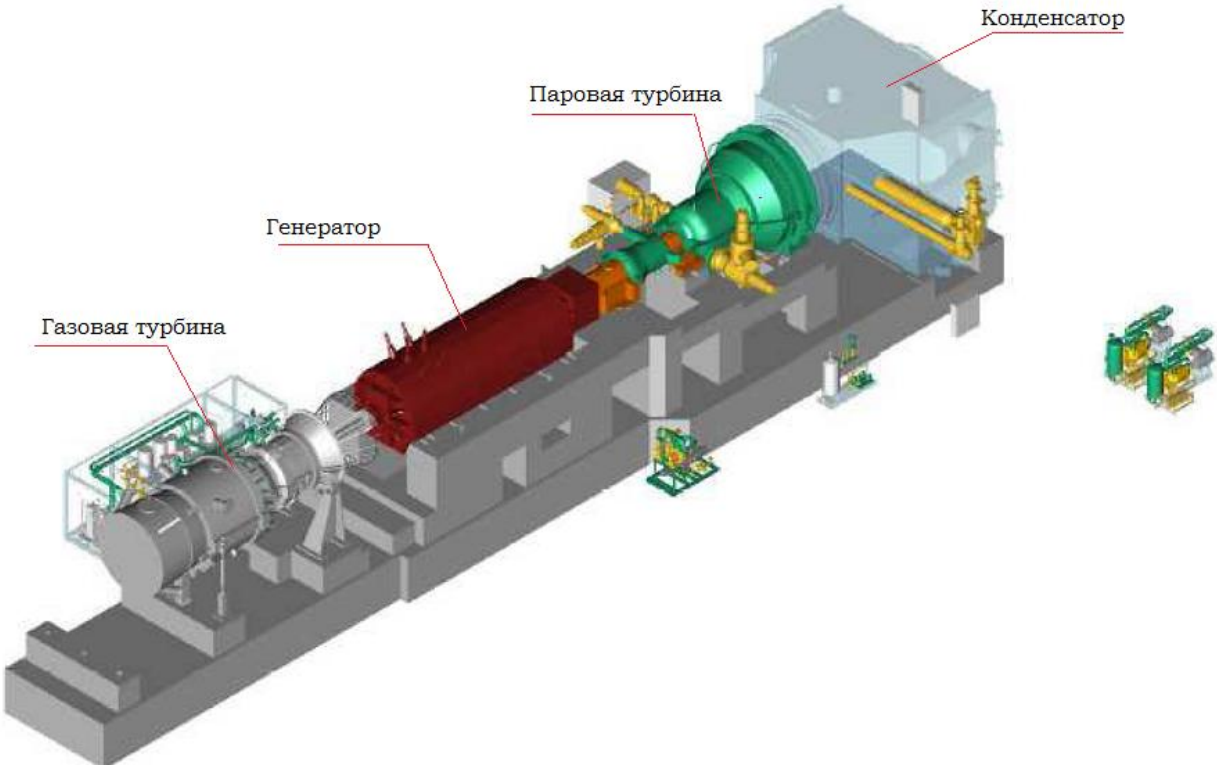

Рисунок 1.2 - Установка SCC5-4000 F-1S энергоблока ПГУ-420 ст. №9

Генератор двухполюсный с непрямым водородным охлаждением обмотки статора расположен между газовой и паровой турбинами и соединен с газовой турбиной с холодной стороны компрессора. Ток возбуждения для обмотки ротора создается установкой статического возбуждения и позволяет осуществлять запуск газовой турбины вместе с преобразователем частоты без использования дополнительного вращающегося первичного двигателя. Для этой цели генератор работает как мотор в режиме преобразователя и запитывается от пускового преобразователя частоты.

Основные детали генератора: сердечник и обмотка статора, изоляция обмотки статора, корпус, вал и обмотка ротора выполнены из высокотехнологичных материалов.

Для охлаждения водорода генератора предусмотрены кольцевые водородные газоохладители «Omegaтм», расположенные по обеим сторонам корпуса генератора.

Подшипники генератора – самоустанавливающиеся с принудительной смазкой.

Уплотнение вала генератора предотвращает утечку водорода из генератора в точках сопряжения подшипникового кронштейна и вращающегося вала, что обеспечивается посредством поддержания нормированного потока масла между уплотнением и валом.

Генератор поставляется в сборе и устанавливается на площадке на фундаментные опоры при помощи простых фиксаторов (нивелирных устройств). Поперечные и осевые анкера обеспечивают фиксацию в заданном отцентрированном положении. Параметры генератора представлены в таблице 1.1.

Вспомогательные системы генератора:

- Водородная система, которая необходима для поддержания нормативного давления и чистоту охлаждающего водорода внутри корпуса генератора.

Подъем давления водорода перед пуском и сброс давления и очистка в процессе обслуживания являются операциями, поддерживаемыми газовой системой. Главными компонентами системы являются регулирующие клапаны для поддержания давления водорода, башенная сушилка для осушки водорода и анализатор чистоты газа.

- Система уплотняющего масла, которая обеспечивает подачу напорного охлаждающего масла на уплотнения вала, предотвращая утечку водорода в местах сопряжения ротора и корпуса. Аварийные резервные насосы уплотняющего масла автоматически обеспечивают непрерывную подачу уплотняющего масла. Контур уплотняющего масла включает бак уплотняющего масла, находящийся под разряжением, фильтры и маслоохладители.

Таблица 1.1 - Номинальные параметры генератора SGen5-2000H

Наименование	Ед. изм.	Значение
Температура окружающей среды	°C	+15
Температура холодной воды, подаваемой в генератор	°C	+29
Температура холодного газа генератора	°C	+37
Подвод к охладителю Генератора	К	8
Полная мощность	МВА	501
Активная мощность	МВт	425,85
Номинальный коэффициент мощности		0,85
Ток статора при номинальном напряжении на выводах	А	14463
Ток статора при минимально допустимом постоянном напряжении на выводах	А	15224
Напряжение возбуждения при номинальном напряжении на выводах	В	482,9
Напряжение возбуждения при максимально допустимом постоянном напряжении на выводах	В	507,3
Ток возбуждения при номинальном напряжении на выводах	А	3669
Ток возбуждения при максимально допустимом постоянном напряжении на выводах	А	3800

Газотурбинная установка включает в себя газовую турбину SGT5-4000F, вспомогательные системы, комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ).

В качестве основного и резервного топлива для газовой турбины используется природный газ, в качестве аварийного топлива используется дизельное топливо.

Газотурбинная установка при номинальной мощности имеет следующие основные показатели при работе в составе ПГУ (параметры окружающей среды – в соответствии с условиями ISO – температура 15°С, давление 1013 Мбар, влажность 60%).

Газотурбинная установка SGT5-4000F 1S предназначена для работы в составе блока ПГУ-420 в базовом режиме работы с участием в регулировании в пределах от 50% до 100% мощности блока ПГУ. Параметры газотурбинной установки представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Номинальные параметры газотурбиной установки

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	Электрическая мощность на выводах генератора	МВт	281,4
2	Температура выхлопных газов	°С	579,1
3	Расход выхлопных газов	кг/с	686,7
4	Степень повышения давления в компрессоре		17
5	Частота вращения генератора	об/мин	3000
6	Число ступеней компрессора		15
7	Число ступеней турбины		4
8	Расход электроэнергии на собственные нужды	кВт	~ 81

Паровая турбина SST5-3000 производства фирмы «Siemens» – двухкорпусная конденсационная турбина с промежуточным перегревом пара и с аксиальным потоком отработанного пара, рассчитана для работы по трехконтурной схеме ПГУ-420.

Паровая турбина SST5-3000 имеет модульную конструкцию. Один однопоточный цилиндр высокого давления (Н-типа) соединен с одним однопоточным цилиндром среднего/низкого давления (Е-типа). Турбина имеет двухкорпусную конструкцию.

Предусматривается общая система смазки для газовой турбины, генератора, паровой турбины и автоматической муфты.

Синхронизирующая муфта располагается между генератором и паровой турбиной и служит для передачи крутящего момента валу генератора. Это позволяет иметь автономные индивидуальные режимы вращения газовой и паровой турбины. Применение муфты повышает гибкость в работе и позволяет осуществлять ускоренный запуск установки.

Турбина имеет осевой выхлоп. Предусматривается конденсатор поверхностного типа. Параметры

Таблица 1.3 - Номинальные параметры паротурбиной установки

№ п/п	Наименование	Показатель
1	Электрическая мощность на выводах генератора	135,8 МВт
2	Параметры пара высокого давления:	
2.1	Давление свежего пара перед стопорным клапаном	12,145 МПа
2.2	Температура свежего пара перед стопорным клапаном	558°С
2.3	Массовый расход свежего пара перед стопорным клапаном	75,011 кг/с
3	Параметры пара низкого давления:	
3.1	Давление пара	0,42 МПа
3.2	Температура пара	232,3°С
3.3	Массовый расход пара	11,836 кг/с
4	Давление пара холодного пром.перегрева	3,205МПа
5	Параметры пара горячего пром.перегрева:	
5.1	Давление пара горячего пром.перегрева перед стопорным клапаном	2,662МПа
5.2	Температура пара горячего пром.перегрева перед стопорным клапаном	557,7°С
5.3	Массовый расход горячего пром.перегрева перед стопорным клапаном	88,0762 кг/с

Продолжение таблицы 1.3

6	Пределы эксплуатации:	
	Допустимая рабочая частота	47,5 ÷ 51,5 Гц

1.2 Схема выдачи электрической энергии (мощности)

Технология транспортировки, выработанной в генераторе электроэнергии представлена на рисунке 1.3. По экранированному токопроводу электроэнергия напряжением 20 кВ передается до блочного трансфоматора S=520 МВА (диспетчерское наименование 1Т), в котором повышается до напряжения 220 кВ и по кабельной лини (КЛ) 220 кВ направляется в комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией 220 кВ (КРУЭ 220 кВ). С КРУЭ 220 кВ электроэнергия поступает:

- на две ВЛ 220 кВ: «Серовская ГРЭС – Сосьва №2» и «Серовская ГРЭС – Краснотурьинск», принадлежащих ПАО «ФСК ЕЭС»;

- на две КЛ 220 кВ до действующего ОРУ 220 кВ Серовской ГРЭС;

- на КЛ 220 кВ до автотрансформатора S=250 МВА (диспетчерское наименование Б4Т, расположен возле КРУЭ 220 кВ). В автотрансформаторе электроэнергия U=220 кВ понижается до U=110 кВ и по КЛ 110 кВ поступает на действующее ОРУ 110 кВ Серовской ГРЭС.

Таким образом, систему собственных нужд энергоблока ПГУ-420 ст. №9 необходимо выполнить от токопровода 20 кВ и от ОРУ-110 кВ Серовской ГРЭС.

Питание системы собственных нужд необходимо выполнить от РУ 6, 10 кВ.

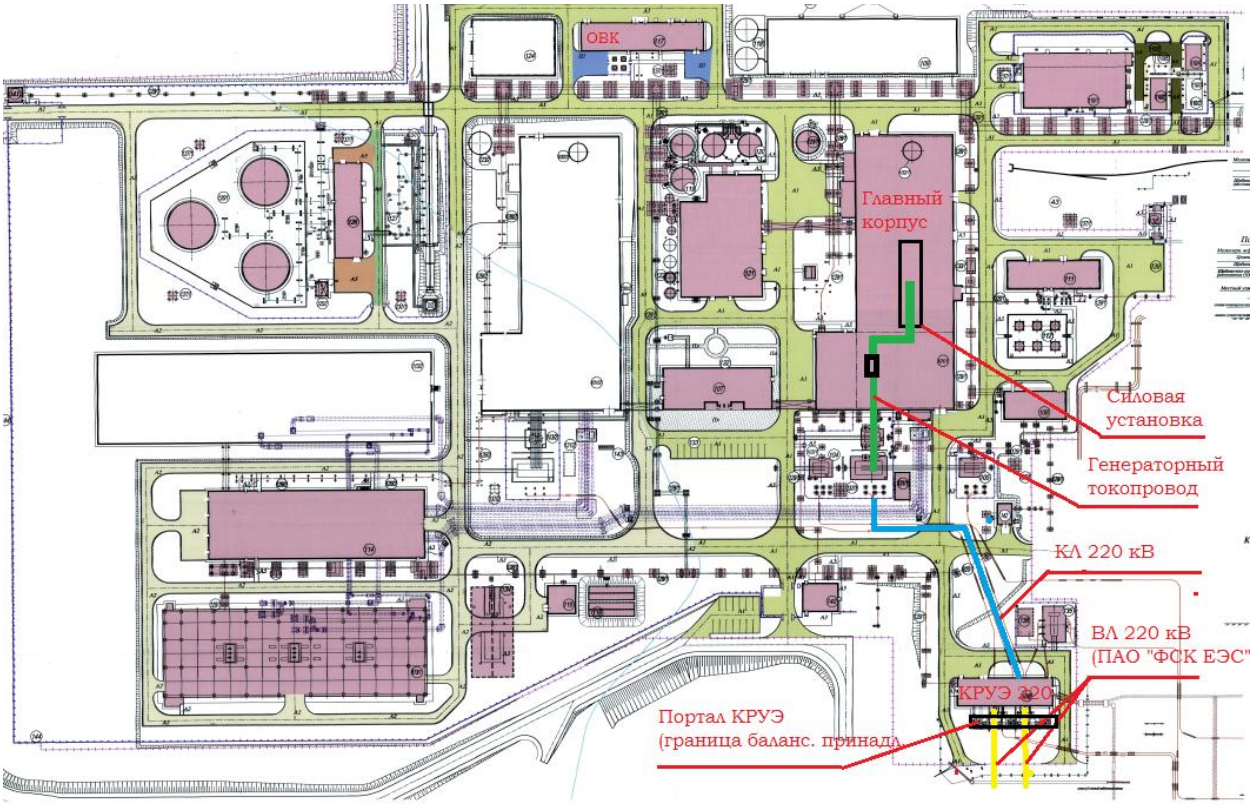

Рисунок 1.3 - Установка SCC5-4000 F-1S энергоблока ПГУ-420 ст. №9

2 Расчет электрических нагрузок системы собственных нужд

Расчет необходимо выполнить на основании «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РД 34.20.185-94 [2].

Суть данного метода состоит в следующем:

1. Все электроприемники разбиваются на характерные группы с однородным режимом работы и объединяются по месту подключения.

2. Для каждой характерной группы определяют:

а) среднюю активную мощность за наиболее загруженный период суток группы электроприемников одинакового режима работы

$$p_{срi}=K_и \cdot \sum p_{номi},$$

где $p_{номi}$ – номинальная мощность электроприемников,

$Ки$ – групповой коэффициент использования.

б) среднюю реактивную мощность за наиболее загруженный период суток для группы электроприемников одинакового режима работы:

$$Q_{срi}=\sum p_{ср} \cdot tg\ \varphi,$$

где $tg\ \varphi$ – соответствует групповому коэффициенту мощности.

3. Находят суммарную среднюю нагрузку по месту подключения электроприемников:

$$P_{ср\Sigma} = \sum_k P_{срi}$$

$$Q_{ср\Sigma} = \sum_k Q_{срi}$$

4. Определяют средневзвешенный коэффициент использования для рассматриваемой группы электроприемников:

$$K_{иср} = \frac{P_{ср\Sigma}}{\Sigma P_{ном}}$$

5. Определяется эффективное или приведенное число электроприемников в группе $n_Э$

$$n_Э = \frac{\left(\sum_{i=1}^{m} n_i \cdot P_{Н.Эi}\right)}{\sum n_i \cdot P_{Н.Эi}^{\ 2}},$$

где n_i – приведенное число электроприемников.

$P_{н.эi}$ –номинальная мощность «приведенного» электроприемника, которая для i-го узла определяется из соотношения $P_{н.эi} = P_{нi} / n_i$.

$P_{нi}$-суммарная мощность всей группы электроприемников i-го узла.

Если в результате расчета получили, что $n_э > n$, то $n_э = n$.

6. По упорядоченным диаграммам определяют коэффициент максимума:

$$K_м = f(K_{исрi}, n_э)$$

7. Определяется расчетная нагрузка:

$$P_р = K_м \cdot P_{ср\Sigma}$$
$$Q_р = K'_м \cdot Q_{ср\Sigma},$$

где $K'_м = 1.1$, если $n_э \leq 10$; $K'_м = 1$, если $n_э > 10$

$$S_р = \sqrt{P_р^{\ 2} + Q_р^{\ 2}}$$

Расчет электрических нагрузок системы собственных нужд сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Нагрузки собственных нужд на шинах РУ 6,10 кВ

	cosφ	Расчетная электрическая нагрузка приведенная к шинам 0,4 кВ	tgφ	$Q_{р.л.}$, кВар	Sр, кВА
Главный корпус	0,87	1139,56	0,57	650	1312
Главный корпус 2ой очереди	0,85	6379,1	0,62	3955	7506
Градирня	0,87	1382,03	0,57	1814	1626
Градирня 2ой очереди	0,9	1382,03	0,57	1814	1626
Циркуляционная станция	0,85	1382,11	0,62	857	3663
Хозяйство газового топлива	0,9	2208,04	0,48	1060	2449
Система водородного снаб.	0,9	2208,04	0,48	1060	2449
КРУЭ 220 кВ	0,8	2814,25	0,75	2111	3518
Административный корпус	0,92	2014,85	0,43	866	2193
ОРУ-110 кВ	0,85	6379,1	0,62	3955	7506
Итого по ГРЭС		23684,39		13843	41,93

3 Выбор силовых трансформаторов и схемы собственных нужд

3.1 Выбор силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется на основании годовых графиков нагрузки понизительной подстанции с учетом новых потребителей в соответствии заявленными техническими условиями.

Суммарная максимальная нагрузка подстанции:

S_{max} = 41,93 МВА.

Следовательно, мощность одного трансформатора, МВА:

$S_{ном.Т} = 0,7 \cdot S_{max}$;

$S_{ном.Т}$ = 0,7·41,93 = 29,36 МВА.

По вышеприведённым расчётам можно сделать вывод что, в связи с вводом энергоблока ПГУ-420 по справочникам к установке выбираем силовые трансформаторы следующих марок:

ТРДНС–32000/110/6;

ТРДНС–40000/110/6.

Данные трансформаторы изготавливаются ООО «Тольяттинский Трансформатор» г. Тольятти.

1. Рассмотрим вариант с установкой трансформаторами типа ТРДН–32000/110/10, паспортные данные которого в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Каталожные данные трансформатора ТРДН– 32000/110/6

Тип трансформатора	$S_{ном.Т.}$, МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %
		ВН	НН				
ТРДНС –32000/110/6	32	115	6,3	10,5	145	44	0,75
Цена: 7 800 000 руб.							

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений:

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}};$$

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{41940}{32000} = 1{,}31;$$

$$k_{з.н1} = k_{з.н2}\frac{S_{H1,2}}{S_{ном.Т}};$$

$$k_{з.н1} = k_{з.н2} = \frac{20970}{32000} = 0{,}66,$$

где S_B, S_H – расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего, и низшего напряжений.

Потери холостого хода в силовом трансформаторе – активная мощность:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ип} \cdot Q_x;$$

$$P'_x = 44 + 0{,}05 \cdot 240 = 56\,кВт,$$

где потери в режиме короткого замыкания – реактивная мощность:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т};$$

$$Q_x = \frac{0{,}75}{100} \cdot 32000 = 240\ квар.$$

Потери мощности в режиме короткого замыкания:

$$P'_{к.н_1} = P'_{к.н2} = P_{к.н_{1,2}} + \kappa_{ип} \cdot Q_{к.н_{1,2}};$$

$$P'_{к.н_1} = 290 + 0{,}05 \cdot 5880 = 584\,кВт;$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ип} \cdot Q_{к.в};$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0{,}5 \cdot 420 = 21\ кВт,$$

где потери мощности в обмотках ВН, НН1 и НН2:

$$P'_{к.в} = 0;$$

$$P_{к.н_1} = P_{к.н_2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН};$$

$$P_{к.н_1} = P_{к.н_2} = 2 \cdot 145 = 290\ кВт.$$

Потери мощности (реактивной) в обмотках ВН, НН1 и НН2 в режиме короткого замыкания:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т};$$

$$Q_{к.в} = \frac{1{,}3125}{100} \cdot 32000 = 420\,квар;$$

$$Q_{к.н_1} = Q_{к.н_2} = \frac{U_{к.н_{1,2}}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т};$$

$$Q_{к.н_1} = Q_{к.н_2} = \frac{18{,}375}{100} \cdot 32000 = 5880\,квар,$$

где $U_{к.в}$, $U_{к.н1}$, $U_{к.н2}$ – напряжения к.з.,(%), обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой, которые при заданных в справочнике значениях напряжений к.з. между обмотками $u_{к.ВН-НН}$ определяются из приближенных выражений:

$$U_{к.в} = 0{,}125 \cdot u_{к.ВН-НН};$$

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

$$U_{к.н_1} = U_{к.н_2} = 1{,}75 \cdot u_{к.ВН-НН};$$

$$U_{к.н_1} = U_{к.н_2} = 1{,}75 \cdot 10{,}5 = 18{,}375\ \%.$$

Затем определим финансовые затраты на годовые потери электрической энергии в трансформаторах:

$$И_э = \Delta W_{пс} \cdot C_э;$$

$$И_э = 1642399 \cdot 0{,}97 = 1593127{,}03,$$

где $\Delta W_{пс}$ – потери электроэнергии в трансформаторах, принимаем равными *1 642 399 кВт · ч*; $C_э$ – стоимость *1 кВт · ч* электроэнергии, *руб/ кВт · ч*, определяется из выражения:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_{\max}} + \beta,$$

$$C_э = \frac{270}{3754{,}96} + 0{,}9 = 0{,}97\ кВт \cdot ч,$$

где α –основная ставка двухставочного тарифа за *1 кВт* договорной мощности, принимаем равной *270 кВт*; β –дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый *кВт · ч* активной энергии, учтенной расчетной счетчиком, принимаем равной *0,9 кВт · ч*.

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат:

$$З_{пр} = E_Н \cdot K + И_о + И_э;$$

$$З_{пр} = 0{,}15 \cdot 7800000 + 733200 + 1593127{,}03 = 3496327{,}03\ руб,$$

где *К*– капитальные затраты на оборудование ПС = 7 800 000 *руб;* $E_Н$ – нормативный коэффициент дисконтирования, принимаем равным *0,15*; $И_э$

– стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах, определяемых по выражению; $И_о$ – годовые отчисления, которые можно определить из выражения:

$$И_о = p_{сум} \cdot K;$$

$$И_о = p_{сум} \cdot K = 0{,}094 \cdot 7\,800\,000 = 733\,200 \ руб,$$

где $p_{сум} = p_a + p_{ор}$ – суммарный коэффициент отчислений, который состоит из отчислений на амортизацию – p_a, обслуживание и ремонт – $p_{ор}$, принимаем равным *0,094* для ОРУ - 110 кВ.

2. Рассмотрим вариант с установкой силовых трансформаторов типа ТРДНС–40000/110/6 (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Паспортные данные трансформатора ТРДН–40000/110/6

Тип трансформатора	$S_{ном.Т.}$, МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %
		ВН	НН				
ТРДНС – 40000/110/6	40	115	6,3	10,5	160	50	0,65
Цена: 11 200 200 руб.							

Потери мощности (активной) силового трансформатора:

$$P'_x = 50 + 0{,}05 \cdot 260 = 63 кВт;$$

$$Q_x = \frac{0{,}65}{100} \cdot 40000 = 260 \text{ квар}.$$

Потери мощности (активной) при режиме короткого замыкания, обмоток ВН, НН1 и НН2:

$$P_{к.в} = 0;$$

$$P_{к.н_1} = P_{к.н_2} = 2 \cdot 160 = 320 \quad кВт.$$

Потери мощности (реактивная) обмоток силового трансформатора в режиме короткого замыкания:

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

$$Q_{к.н_1} = Q_{к.н_2} = \frac{18{,}375}{100} \cdot 40000 = 7350\, квар;$$

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

$$U_{к.н_1} = U_{к.н_2} = 1{,}75 \cdot 10{,}5 = 18{,}375 \quad \%;$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0{,}05 \cdot 525 = 26 \quad кВт;$$

$$P'_{к.н_1} = 320 + 0{,}05 \cdot 7350 = 688\, кВт.$$

Определим стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$И_э = 1884178 \cdot 0{,}97 = 1827652{,}66 \quad руб.$$

Стоимость $1\, кВт \cdot ч$ электроэнергии:

$$C_э = \frac{270}{3754{,}96} + 0{,}9 = 0{,}97 \quad кВт \cdot ч.$$

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат:

$$З_{пр} = 0{,}15 \cdot 11200000 + 1052800 + 1827652{,}66 = 4560452{,}66\, руб;$$

$$И_о = 0{,}094 \cdot 11200000 = 1052800 \quad руб.$$

Согласно полученным результатам приведённые затраты на установку трансформатора марки ТРДНС-40000/110/6 составляет 4 560 452,66 руб, а на трансформатор марки ТРДНС-32000/110/6 составляет 3 496 327,03 руб.

При этом силовые трансформаторы ТРДНС-40000/6 являются более перспективными в связи с подключением дополнительных мощностей.

Вследствие этого к установке на ОРУ-110 кВ Серовской ГРЭС 110/6 кВ принимаются два трансформатора марки ТРДНС-40000/110/6, имеющие меньшие приведённые затраты. Устанавливаемы силовые трансформаторы будут работать параллельно.

3.2 Выбор схемы собственных нужд

Выбираем секционнирование систему шин со следующим размещением ячеек:

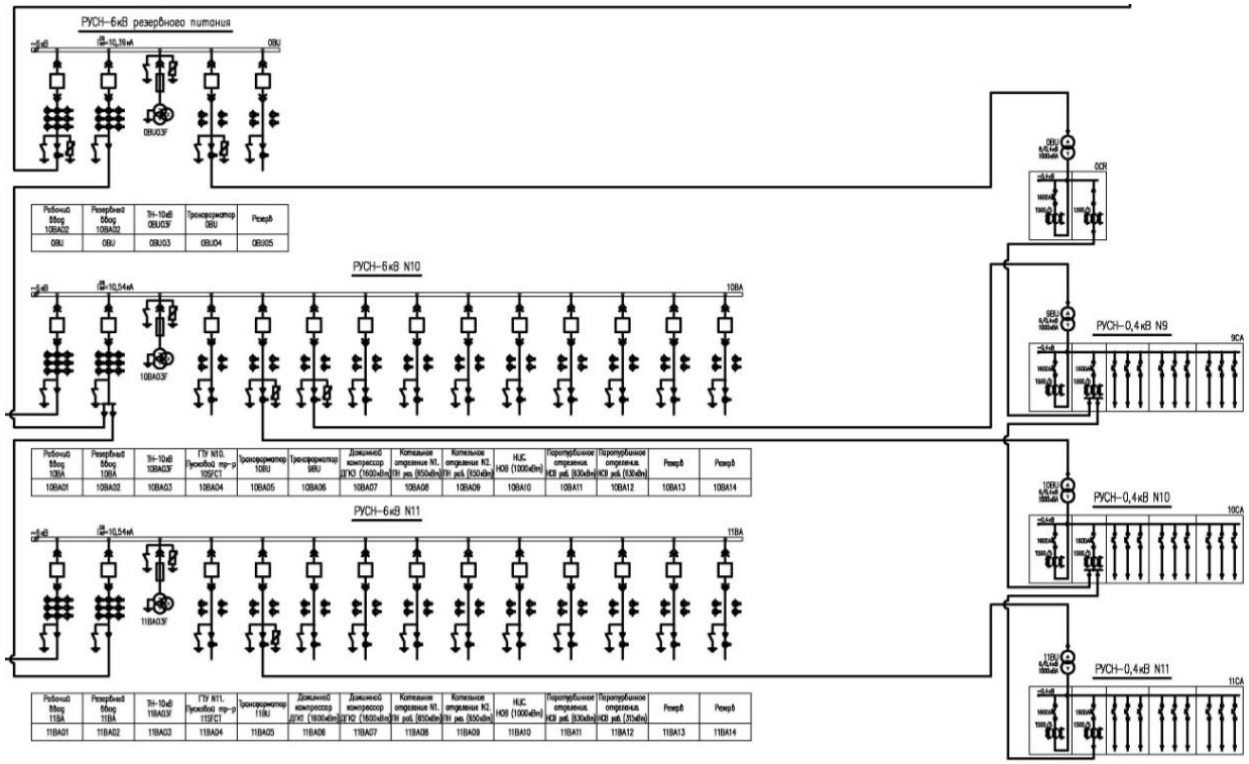

Рисунок 3.1 – Схема РУ-6 кВ собственных нужд Серовской ГРЭС

1 секция РУСН-6 кВ:

Ячейка №1 – Трансформатор напряжения

Ячейка №2 – Резерв

Ячейка №3 – Отходящая КЛ к тр-ру 27ТС

Ячейка №4 – Отходящая КЛ к КРУН-10кВ яч.№6

Ячейка №5 – Отходящая КЛ к тр-ру 7ТС

Ячейка №6 – Отходящая КЛ к тр-ру 35ТС

Ячейка №7 – Секционный выключатель

Ячейка №8 – Секционный разъединитель

2 секция РУСН-6 кВ:

Ячейка №9 – Трансформатор напряжения

Ячейка №10 – Отходящая КЛ к КРУН-10кВ яч.№26

Ячейка №11 – Отходящая КЛ к тр-ру 28ТС

Ячейка №12 – Отходящая КЛ к тр-ру 8ТС

Ячейка №13 – Отходящая КЛ к тр-ру 34ТС

4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов к.з. необходим прежде всего для правильного и технически обоснованного выбора электрических аппаратов и проводников схемы. Из проведенных далее вычислений будет ясно, что с удалением места короткого замыкания от шин 6 кВ РУСН заметно уменьшается значение тока к.з.

Максимальным током к.з. здесь принят ударный ток трехфазного к.з. на землю на шинах РУСН-6 кВ. Схема для расчетов тока КЗ приведена на рисунке 2.

Расчет производится для двух точек (К9 и К15, схема симметричная), остальные точки рассчитываются по той же методике и приводятся в таблице.

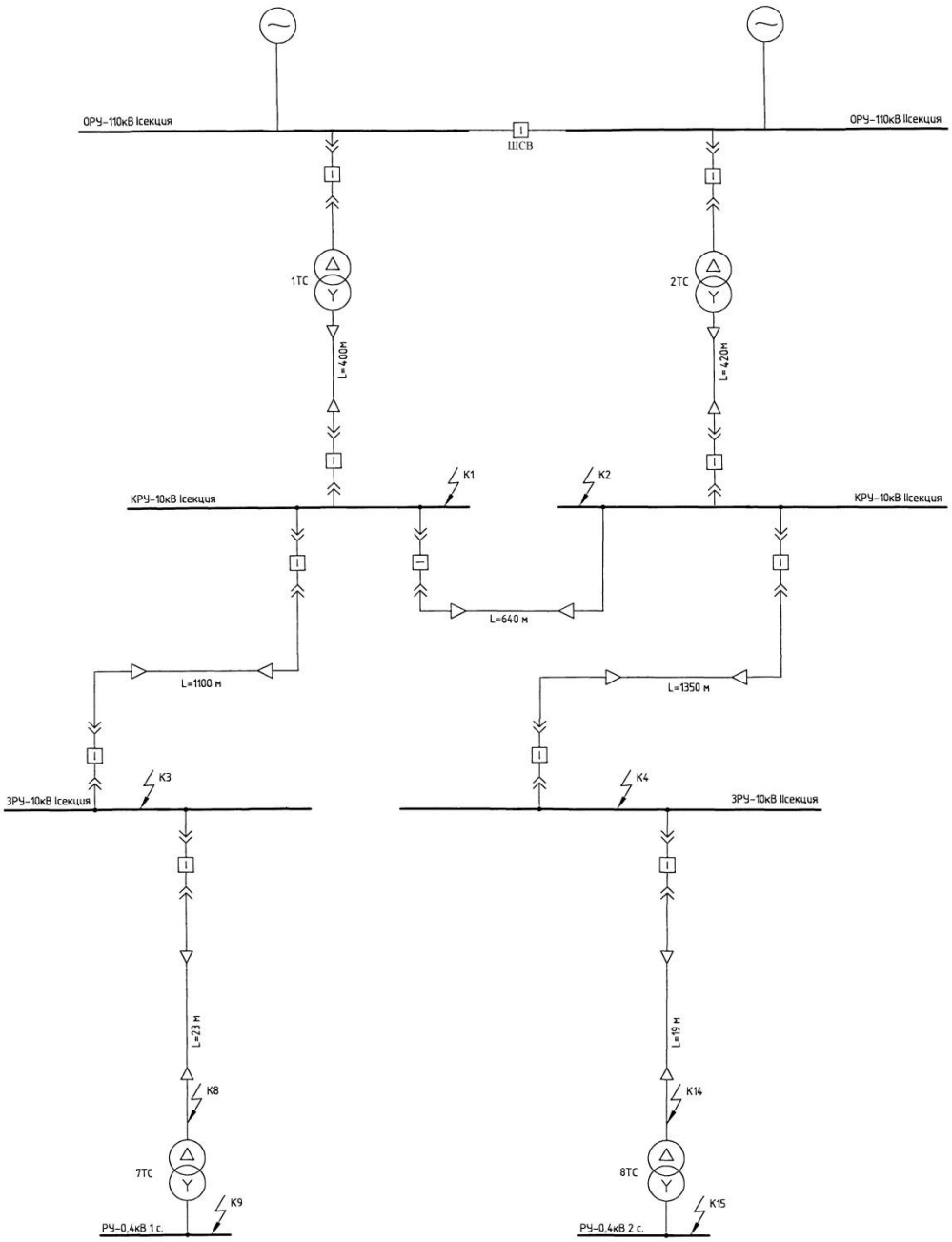

Рисунок 4.1 - Электрическая схема для расчета токов КЗ

Согласно методике расчетов тока КЗ выше 1000 В преобразуем схему.

Расчеты будем производить в относительных единицах, приведенных к базисным, поскольку все точки короткого замыкания находятся на стороне выше 1000 В.

Принимаем базисные условия

$S_б$ = 100 МВА

$U_б$ = 6,3 кВ.

Согласно ПУЭ 7 издание средненоминальные значения напряжения приведены в таблице.

Таблица 4.1 - Средненоминальные значения напряжения

Номинальное напряжение, кВ	220	110	35	10	6	3	0,38
Средненоминальное напряжение, кВ	230	115	37	10,5	6,3	3,15	0,4

Базисная сила тока определяется по формуле

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad ,$$

где $S_б$- базисная мощность, МВА;

$U_б$- средненоминальное напряжение, кВ.

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5,41 \text{ кА.}$$

$$I_б = \frac{0,630}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,909 \text{ кА.}$$

Сопротивление системы X_c рассчитывается по формуле

$$X_c = \frac{Uб^2}{Sб} \quad ,$$

где $U_б$- средненоминальное напряжение, кВ;

$S_б$- базисная мощность, МВА

$$X_c = \frac{6,3^2}{100} = 1,1.$$

Относительное сопротивление трансформатора собственных нужд $X_{iТС}$ определяется по формуле

$$X_{iТС} = \frac{Uкi ТС}{100} \cdot \frac{Sб}{Sтном},$$

где $Uкi ТС$- напряжение короткого замыкания ТС, %;

$Sб$- базисная мощность, МВА;

$Sтном$- номинальная полная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{1ТС} = \frac{11}{100} \cdot \frac{10}{100} = 0{,}011 \text{ о.е.};$$

$$X_{2ТС} = \frac{11}{100} \cdot \frac{10}{100} = 0{,}011 \text{ о.е.};$$

$$X_{7ТС} = \frac{6}{100} \cdot \frac{10}{0{,}630} = 0{,}952 \text{ о.е.};$$

$$X_{8ТС} = \frac{6}{100} \cdot \frac{10}{0{,}630} = 0{,}952 \text{ о.е.};$$

Относительное сопротивление кабельной линии $X_{клi}$ определяется по формуле

$$X_{клi} = X_0 \cdot L_i \cdot \frac{Sб}{U^2},$$

где X_0- удельное индуктивное сопротивление кабельной линии, Ом/м;

L_i- длина кабельной линии, км;

$Sб$- базисная мощность, МВА;

U- средненоминальное напряжение кабельной линии, кВ.

$$X_{кл01} = 0{,}09 \cdot 0{,}4 \cdot \frac{100}{10{,}5^2} = 0{,}033 \text{ о.е.};$$

$$X_{кл02} = 0{,}09 \cdot 0{,}42 \cdot \frac{100}{10{,}5^2} = 0{,}034 \text{ о.е.};$$

$$X_{кл1} = 0{,}133 \cdot 1{,}1 \cdot \frac{100}{6{,}3^2} = 0{,}133 \text{ о.е.};$$

где L_1=1100 м- длина кабельной линии.

$$X_{кл2} = 0{,}139 \cdot 1{,}35 \cdot \frac{100}{6{,}3^2} = 0{,}1702 \text{ о.е.};$$

где L_2=1350 м- длина кабельной линии.

$$X_{кл8} = 0{,}002 \cdot 0{,}023 \cdot \frac{100}{6{,}3^2} = 0{,}00004 \text{ о.е.};$$

где L_8=23 м- длина кабельной линии.

$$X_{кл14} = 0{,}002 \cdot 0{,}019 \cdot \frac{100}{6{,}3^2} = 0{,}00003 \text{ о.е.};$$

где L_{14}=19 м- длина кабельной линии.

По результатам вычислений составим таблицу 4.1 итоговых значений силы тока короткого замыкания и мощности короткого замыкания.

Таблица 4.1 - Итоговые значения силы тока короткого замыкания и мощности короткого замыкания

№ ячейки	Длина кабельной линии, км.	Сила тока короткого замыкания, кА.	Мощность короткого замыкания, МВА.
1	ТН		
2	0,68	3,580	2,480
3	0,17	0,197	0,136
4	1,1	4,788	87,077
5	0,023	0,461	0,319
6	0,32	0,731	0,506
7	Резерв		
8	Резерв		
9	ТН		

Продолжение таблицы 4.1

10	1,35	4,513	4,647
11	0,17	0,193	0,134
12	0,019	0,453	0,314
13	0,3	0,717	0,497

5 Выбор электрооборудования

5.1 Выбор оборудования РУСН – 6 кВ

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{max} = 0,5 \cdot \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{max} = 0,5 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2000 \ A.$$

Распределительное устройство 6 кВ выполнено необходимо выполнить в виде комплектного распределительного устройства, с выкатными тележками. КРУ – 6 кВ размещено на территории закрытого распределительного устройства.

Одним из лидеров среди отечественных производителей высоковольтного электротехнического оборудования является ОАО «Электрощит» г. Самара. Исходя из широкого применения различного встраиваемого оборудования, безопасности, высокого срока службы и надежности, а так же удобства и простоты монтажа выбираем СЭЩ-70.

Достоинствами КРУ СЭЩ-70 являются:

- В КРУ устанавливаются лучшие по параметрам «цена-качество», комплектующие;
- Не высокая стоимость по сравнению с зарубежными производителями;
- Многофункциональная система мониторинга ИНФО-СЭЩ, отображающая реальное состояние аппаратов в шкафу;
- Удобное сервисное обслуживание.

Применение вакуумных выключателей дает следующее преимущество

- Умеренные затраты на эксплуатацию вакуумных выключателей по сравнению с другими технологиями;

- В связи с высокой устойчивостью к агрессивным средам и повышенной пожаробезопасностью, поэтому данный тип выключателей имеет широкий спектр использования;

- Конструкция выключателя обладает высокой стойкостью к повышенным температурам среды;

- Повышенная стойкость к механическим нагрузкам и вибрационным воздействиям и ударам;

- Возможность использовать как продольное, так и поперечное расположение вакуумных камер в ячейках распределительных устройств, в связи с чем, имеется возможность разрабатывать малогабаритные конструкции КРУ;

- В связи с тем, что гашение дуги осуществляется в вакуумной камере, выбросы масла и газа отсутствует при аварийных отключениях токов КЗ;

- в процессе эксплуатации не загрязняет окружающую среду;

- Обеспечение высокой степени надёжности и безопасности в процессе эксплуатации и проведении сервисного обслуживания.

Недостатки: защита от коммутационных перенапряжений, предполагает наличия специальных технических средств.

Наглядная мнемосхема, визуально дает адекватную информативную картину состояний нахождения коммутационных аппаратов шкафу.

- сигнализация отсутствия или наличия напряжения в сети.

- индикация превышения температуры в фазах.

- интуитивный интерфейс. Передача данных по каналам телемеханики.

Компоновка комплектного распределительного устройства КРУ СЭЩ-70.

Для комплектования КРУ - 6 кВ выберем силовые ячейки СЭЩ-70, производства ЗАО «Самарский Электрощит».

В составе КРУ сери СЭЩ-70 входят вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-6-20/2500У2 с пружинным приводом, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разрядники, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и переходные изоляторы[30].

5.1.1 Выбор выключателей

Выключатель является одним из основных коммутационных аппаратов на подстанциях, способный производить операции по отключениям при любых режимах работы системы. Одной из самых сложных коммутацией является отключение токов КЗ.

К выключателям класса ВН предъявляются требования, такие как [14]:

- отключение токов широкого диапазона;
- скорость срабатывания;
- пригодность для АПВ;
- удобство обслуживания изнашиваемых узлов;
- удобство транспортировки.

Выбор выключателей производится [21]:

1) По напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \le U_{\text{ном}} . \tag{5.1}$$

2) По максимальному рабочему току:

$$I_{\text{раб.н}} \le I_{\text{ном}} , \tag{5.2}$$

где $U_{ном}$, $I_{ном}$ – паспортные (каталожные) параметры выключателя;

3) Проверка на отключающую способность выключателя:

$$I_{\text{по}} \le I_{\text{откл}} \qquad (5.3)$$

4) Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по следующим условиям:

$$i_{\text{у}} < \mathrm{I}_{\text{m дин}}, \qquad (5.4)$$

где $I_{по}$ и $i_У$ - значения периодической составляющей тока к.з. и ударного тока в цепи, кА;

$I_{дин}$, $I_{mдин}$ - значение предельного и сквозного тока к.з., кА.

5) Проверка на термическую стойкость:

$$B \le B_K, \qquad (5.5)$$

где $B_К$ – значение импульса квадратичного тока, определяется по формуле:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T, \qquad (5.6)$$

где I_T – ток термической стойкости, кА;

t_T – допустимое время действия термического тока предельной стойкости, с; I_T и t_T – справочные данные;

В – расчетный импульс квадратичного тока к.з., определяется по формуле:

$$B = I_{по}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \qquad (5.7)$$

где $t_{откл}$ – время отключения к.з.:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{вык}, \quad (5.8)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты принимается 0,4 с. ;

$t_{вык}$ - собственное время отключения выключателя,с.

Выключатель выбирается по таким же параметрам, что и выключатель на высокой стороне. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Вакуумный выключатель 6 кВ

Расчет	Паспорт
$U_{ном} = 6\ кВ$	$U_{сет.ном} = 6кВ$
$I_{\max} = 2055\ А$	$I_{ном} = 2500\ А$
$I^{3}_{п,о} = 14{,}1\ кА$	$I_{откл.ном.} = 31{,}5\ кА$
$i_{а.,\tau} = 5{,}5кА$	$i_{а.,ном} = 20{,}04кА$
$I_{дин} = 14{,}1кА$	$I_{п,о} = 31{,}5\ кА$
$B_{к} = 1{,}85\ кА^{2} \cdot с$	$B_{к_{ном}} = 2976кА^{2} \cdot с$

Рисунок 5.1 – КРУ типа КРУ-СЭЩ-70

5.1.2 Выбор трансформатора тока 6 кВ

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТОЛ – СЭЩ – 6 ЗАО «Самарский электрощит» г. Самара. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 5.9. Трансформатор тока ТОЛ – СЭЩ – 6 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

Таблица 5.9 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ – 6 кВ

Расчёт	Паспорт: ТОЛ-СЭЩ 6 кВ
$U_{уст} = 6\ кВ$	$U_{ном} = 6\ кВ$
$I_{\max} = 2055\ А$	$I_{ном} = 2500\ А$
$i_{уд} = 25{,}33\ кА$	$I_{дин} = 100\ кА$
$B_k = 1{,}85\ кА^2 \cdot с$	$B_к = 4800\ кА^2 * с$

Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Данные контрольно-измерительных приборов

п/п	Прибор	Тип	$S_{прибора}$ [В·А]
	Амперметр	ЭА-0702	0.5
	Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	3,6
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	3,6
	Варметр	Н-395	2
	Ваттметр	Ц-301/1	0,5
	Итого		10,2

Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_{приб} = \frac{10,2}{5^2} = 0,45 \ Ом.$$

Для ТОЛ-СЭЩ 6 кВ в классе 0,5 $Z_{2ном} = 1,2 \ Ом.$

Допустимое сопротивление провода:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к;$$

$$r_{пров} = 1,2 - 0,45 - 0,1 = 0,65 \ Ом.$$

Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч}}{r_{пров}};$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,65} = 4,51 \ мм.$$

$$r_{пров} = \frac{0{,}0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{5} = 0{,}59 \ \ Ом.$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0{,}45 + 0{,}59 + 0{,}1 = 1{,}14 \ \ Ом.$$

5.1.3 Выбор трансформатора напряжения

Из предлагаемого перечня трансформаторов напряжения (ТН) к установке принимается трансформатор напряжения НАМИ – 6 кВ ЗАО «Самарский Электрощит».

Контроль на стороне 6 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Контрольно-измерительные приборы во вторичной цепи ТН

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, *ВА*	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	*Q, вар*
Вольтметр	Э – 351	2,0	1	1	0	1	2	---
Ваттметр	Ц-301/1	2,0	1	1	0	1	2	---
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							7,04	7,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos\varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin\varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{7{,}04^2 + 7{,}4^2} = 9{,}91 \ B \cdot A.$$

.

Выбранный трансформатор напряжения НАМИ – СЭЩ – 6 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 75 $B \cdot A$. Таким образом:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$11{,}7 \leq 75.$$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки трансформатора напряжения марки НАМИ – СЭЩ – 6 кВ, так как технические параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

5.2 Выбор ограничителей перенапряжения

К основным параметрам ограничителя относятся:

- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- номинальное напряжение, номинальный разрядный ток, класс пропускной способности;
- уровни остающихся напряжений при коммутационных и грозовых импульсах;
- величина тока срабатывания противовзрывного устройства;
- длина пути утечки внешней изоляции.

Места установки и расстояния от ограничителей до защищаемого оборудования должны соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок», раздел 4 седьмое издание [1].

Выбираем ограничители перенапряжения.

Для напряжения 6 кВ выбираем ОПН-6/11-10

6 Выбор силового кабеля 0,4кВ, отходящего от РУ-0,4кВ к сборкам

Расчет по выбору кабеля производится только для одного кабеля, поскольку марка и сечение остальных кабелей одинаково, $I_{нагр} = 110$ А.

Выбираем тип кабеля N2XCHBH-4x35rm/25.

6.1 Проверка силового кабеля ~0,4кВ отходящего от РУ-0,4кВ на термическую стойкость и на невозгорание.

Исходные данные:

Тип кабеля: N2XCHBH-4x35rm/25

Длительно-допустимый ток: 162 А (взято из каталога на кабель)

Максимально допустимая рабочая температура кабеля: 90°С (взято из каталога на кабель).

Максимально допустимая температура кабеля при К.З.: 250°С (взято из каталога на кабель)

Максимальный ток нагрузки: 54А

Фактическая температура окружающей среды: 38°С

Способ прокладки: в воздухе

Поправочный коэф-т на t°окр.ср.: 0,8 (взято из ПУЭ гл.1.3)

Уставка времени основных защит: 0,0 с

Уставка времени резервных защит: 0,1с

Ток. КЗ на пинах: 13,5кА

Ток КЗ в начале кабеля с учетом переходных сопротивлений: шин, болтовых соединений, контактов автоматического выключателя: 11,91кА

Проверка кабеля на допустимую температуру нагрева рабочим током.

Значение начальной температуры жилы до КЗ:

$$Q_U = Q_0 + (Q_{ää} - Q_{îêð}) \cdot (\frac{I_{ðàá}}{I_{ää}})^2;$$

где Q_0 - фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С и равна 38°С;

Q_{dd} - значение расчетной длительной температуры жилы, °С, равная для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение до 1кВ- 90 °С;

Q_{0Kp} - значение расчетной температуры окружающей среды (воздух) 25 °С;

$I_{раб}$- значение тока нагрузки, составляет 54А;

I_{dd} - значение расчетного длительно допустимого тока, А.

Длительно допустимый ток с учетом поправочного коэффициента:

$$I_{dd} = 0{,}8 \cdot 162 = 129{,}6 \text{ А}$$

Начальная температура нагрева до КЗ:

$$Q_U = Q_0 + (Q_{дд} - Q_{окр}) \cdot (\frac{I_{раб}}{I_{дд}})^2 = 32 + (90 - 25) \cdot (\frac{54}{129{,}6})^2 = 50^0 C \le 90^0 C;$$

По допустимой температуре нагрева рабочим током кабель проходит:

- проверка кабеля на невозгорание.

- определение температуры нагрева жил кабеля током КЗ.

Для определения температуры нагрева жил кабеля при действии тока КЗ используем номограмму (циркуляр № Ц-02-98(Э)). Номограмма построена на основании уравнения, выражающего зависимость температуры жилы непосредственно после КЗ от температуры жилы до КЗ, режима КЗ, конструктивных и теплофизических параметров жилы:

$$Q_к = Q_u \cdot e^к + a \cdot (e^K - 1);$$

где $Q_к$ - температура жилы в конце КЗ;

$Q_и$ - температура жилы до КЗ;

а -величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при О °С, равная 228 °С.

$$к = \frac{в \cdot B_{тер}}{S^2};$$

где *в* - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для алюминия 45,65мм^4/(кА^2-с) и для меди 19,58мм^4/(кА^2*с)

$B_{тер}$ -тепловой импульс от тока КЗ.

S - сечение жилы, мм^2

Проверка кабеля на невозгорание от тока К.З. осуществляется при работе резервных защит.

Коэффициент, характеризующий взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы:

$$к = \frac{в \cdot B_{тер}}{S^2} = \frac{19{,}58 \cdot 17{,}02}{35^2} = 0{,}2721;$$

Тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_{тер}=I_{кз}^{2\cdot}(t_{в.отк}+T_a)= 11{,}91^{2\cdot}(0{,}02+0{,}1)=17{,}02 \text{ кА}^{2\cdot}\text{С}$$

7 Выбор автоматических выключателей, расцепителей и нагрузки отходящих присоединений РУ-0,4кВ

Таблица 7.1 – автоматические выключатели и расцепители РУСН-0,4кВ 1

Позиционный № линии / автомата		Автомат		Расцепитель		Нагрузка, А
		Тип	Ном. ток, А	Тип	Ном. ток, А	
1	QF1	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	50
2	QF2	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	126
3	QF3	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	31
4	QF4	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	19
5	QF5	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	30
6	QF6	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	18
7	QF7	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	54
9	QF9	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	50
10	QF10	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	50
11	QF11	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	16
12	QF12	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	35
14	QF14	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	107
15	QF15	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	130
17	QF17	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	180
18	QF18	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	180

Таблица 7.2 – автоматические выключатели и расцепители РУСН-0,4кВ 2

Позиционный № линии / автомата		Автомат		Расцепитель		Нагрузка, А
		Тип	Ном. ток, А	Тип	Ном. ток, А	
31	QF1	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	180
32	QF2	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	180
34	QF3	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	107
35	QF4	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	130
36	QF5	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	232
37	QF6	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	36
38	QF7	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	16
39	QF9	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	50
40	QF10	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	50
42	QF11	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	54
43	QF12	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	18
44	QF14	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	30
45	QF15	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	19

46	QF17	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	31
47	QF18	T_{max} XT4N	250	Ekip LSIG	250	126
48	QF18	T_{max} XT2N	160	Ekip LSIG	100	50

Таблица 7.3 - тип автоматических выключателей, расцепителей и нагрузка на вводах

Позиционное обозначение автомата	Назначение	Параметры				Макс. Нагрузка на секцию, А
		Автомат		Расцепитель		
		Тип	Ном. ток, А	Тип	Ном. ток, А	
QFW1	Ввод 1	E_{max} E1.2N	1600	Ekip Hi-Touch LSIG	1600	988
QFW2	Ввод 2		1600		1600	988
QFS1	Секционный автомат		1600		1600	

8 Выбор схемы щита постоянного тока

В целях повышения надежности питания потребителей постоянного оперативного тока разделяют на группы (сеть питания электромагнитов выключателей; сеть управления, релейной защиты и автоматики; сеть сигнализации и т.п.), каждая из которых подключается не менее чем двумя взаимно резервируемыми линиями к разным секциям шин шита постоянного тока.

Для дублирования питания ответственных потребителей постоянного тока и улучшения условий эксплуатации системы шин ШПТ разделяется на две секции, связанные между собой секционным автоматом.

Выбираем одну систему шин, состоящую из двух секций.

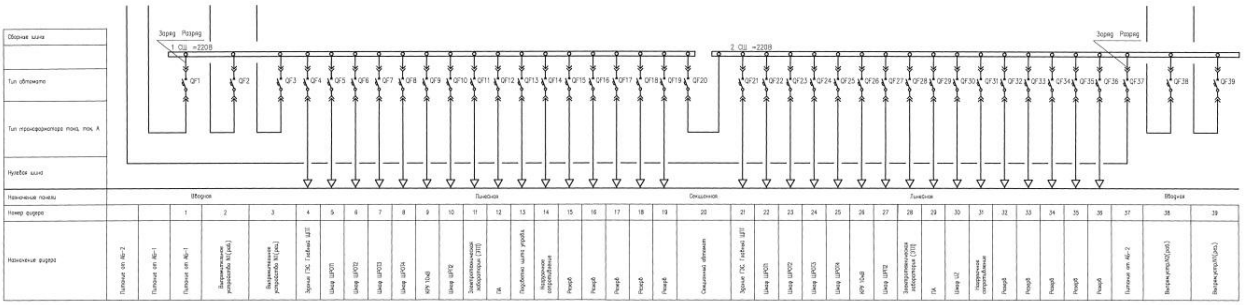

Рисунок 8.1 – щит постоянного тока.

9 Выбор релейной защиты и автоматики

9.1 Микропроцессорное устройство РС83-ДТ2

Микропроцессорное устройство РС83-ДТ2 изготавливается компанией ООО «Системы РЗА» (г. Москва), и выполняет функции максимальной токовой защиты.

Функции данного устройства таковы:

- 3-ступенчатая МТЗ с независимой выдержкой времени;
- 2-ступенчатая дифф. защита.

Данное техническое средство РС83-ДТ2 может снабжаться электроэнергией как от источника постоянного, так и от источника переменного оперативного тока.

Все имеющиеся данные в устройстве передаются диспетчеру и могут обрабатываться по месту или дистанционно.

9.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства РС83-ДТ2

Параметры терминала РС83-ДТ2 для защиты силового трансформатора, со схемой Y/Δ:

– на ВН – звезда;

– на НН – треугольник.

Электрическая нагрузка (максимальная) силового трансформатора – $S_{нагр.max}$ = 41,93 МВ·А.

Значения токов КЗ (максимальный/минимальный режим) на стороне 110 кВ (точка К1) и шинах 6 кВ (точка К2) представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Значения токов КЗ

Величина напряжения	Режим ЭЭС	Ток КЗ
Сторона 110 кВ	Максимальный	$I_{K1MAX}^{(3)BH} = 4827\ A$
	Минимальный	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 2357\ A$
Сторона 6 кВ	Максимальный	$I_{K2MAX}^{(3)HH} = 24840\ A$
	Минимальный	$I_{K2MIN}^{(3)HH} = 21323\ A$

Значения токов короткого замыкания в К2, приведенные к стороне ВН определяются по выражению:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T},$$

где $I_{K2}^{(3)HH}$ - ток 3х-фазного КЗ на стороне 6 кВ; k_T - коэффициент трансформации СТ.

Ток короткого замыкания в максимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MAX}^{(3)BH} = \frac{24840}{115/6{,}3} = 1361\ A.$$

Ток КЗ в минимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MIN}^{(3)BH} = \frac{21323}{115/6{,}3} = 1168\ A.$$

9.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита реализовывается на основе терминала типа РС83-ДТ2. Методика выбора уставок представлено ниже:

- На стороне ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}} \ ,$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078, \ \ K_{B1} = 1,08.$$

На стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}} \ ,$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, \ K_{B2} = 1,02.$$

Уставки по току находятся:

$$I^{ДТ}_{УСТ.ВН} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 A.$$

$$I^{ДТ}_{УСТ.ВН} = 4,6 A.$$

$$I^{ДТ}_{УСТ.НН} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91 A.$$

$$I^{ДТ}_{УСТ.НН} = 4,9 A.$$

Ток срабатывания:

$$I^{ДТ}_{СЗ.ВН} = \frac{I^{ДТ}_{УСТ.ВН} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}},$$

$$I^{ДТ}_{СЗ.ВН} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 A.$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I^{(2)}_{КЗ.\min}}{I_{СР.ТО}},$$

$$I^{(2)}_{КЗ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{КЗ};$$

$$I^{(2)}_{КЗ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010\ A;$$

$$k_{\times} = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

Уставка по вторичному току срабатывания:

$$I^{ДО}_{УСТ.ВН} = \frac{5 \cdot I^{ДО}_{\bullet СР}}{K_{B_1}};$$

$$I^{ДО}_{УСТ.ВН} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78\,A.\ I^{ДО}_{УСТ.ВН} = 28\,A.$$

$$I^{ДО}_{УСТ.НН} = \frac{5 \cdot I^{ДО}_{\bullet СР}}{K_{B_2}};$$

$$I^{ДО}_{УСТ.НН} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41\,A.\ \ I^{ДО}_{УСТ.НН} = 30\,A.$$

Ступень отсечки дифференциальной:

$$I^{ДО}_{СЗ.ВН} = \frac{28 \cdot 300/5}{\sqrt{3}} = 971,09\,A.$$

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K_1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041\,A;$$

$$k_{ч} = \frac{2041}{971{,}09} = 2{,}11 \geq 1{,}5.$$

Первая ступень отсечки терминала РС83-ДТ2 удовлетворяет требованиям.

Заключение

В работе был разработан проект системы электроснабжения собственных нужд энергоблока ПГУ-420 Серовской ГРЭС.

Согласно расчетным нагрузкам были выбраны трансформаторы ОРУ-110 кВ мощностью 40 МВА.

Согласно нормативным документам и проделанным расчетам к установке было принято следующее оборудование:

- на стороне 6 кВ: были выбраны ячейки КРУ типа КРУ – СЭЩ –70 для установки в ЗРУ – 6 кВ со следующим оборудованием: вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-6-20/2500У2; трансформатор тока ТОЛ – СЭЩ - 6; трансформатор напряжения НАМИ – 6 кВ.

Также была произведено расчет средств релейной защиты на основе микропроцессорных терминалов защит типа «РС83-ДТ2» производства ООО «Системы РЗА» (г. Москва).

В результате произведённой работы система собственных нужд энергоблока ПГУ-420 соответствует всем современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). С.Пб.: Энергоатомиздат, 2002.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
4. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
5. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах/ С.А. Ульянов - М.: Энергоатомиздат, 1981.
6. Камнев, В.Н. Чтение схем и чертежей электроустановок/ В.Н. Камнев. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
7. Свирен, С.Я. Электрические станции и подстанции: пособие по дипломному проектированию/ С.Я. Свирен - М.: Интермет Инжиниринг, 1990.
8. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий/ Ю.Л. Мукосеев. – М.: Энергия, 1973.
9. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок/ Э. И. Басс – М.: Энергоатомиздат, 2002.
10. Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств/ Л.И. Двоскин - М.: Энергоатомиздат, 1985.
11. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатозиздат, 1989.
12. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и

подстанций/ Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Изд. центр «Академия», 2004.

13. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.4.

14. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.2.

15. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.6.

16. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей/ М.А. Шабад – М.: Энергия, 1970.

17. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 1990.

18. Справочник энергетика. Учебник./В.И. Григорьев – М.: Колос, 2006.

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

20. Самолина, О.В. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие/ О.В. Самолина - Тольятти: ТГУ, 2007.

21. Щербаков, Е.Ф. Распределение электрической энергии на предприятиях: учебное пособие/ Е.Ф. Щербаков, А.Л. Дубов – Ульяновск: УГТУ, 2006.

22. Шевченко, Н.Ю. Электроснабжение: учебное пособие/ Н.Ю. Шевченко – Волгоград: ВГТУ, 2006.

23. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с

24. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.

25. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.

26. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.

27. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.