

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____

(должность)

_____/_____/

(подпись и печать)

(И.О. Фамилия)

« ____ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

«Развитие сети 110 кВ Миасского района.
Реконструкция ПС «Миасс» 110/35/6»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР

Консультант, к.т.н.

_____/ В.В.Тарасенко /

« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель, к.т.н.

_____/ В.В.Тарасенко /

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-471

_____/ А.А.Зиятдинов /

« ____ » _____ 2020г.

Нормоконтролёр, к.т.н.

_____/ В.В.Тарасенко /

« ____ » _____ 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Зиятдинов Артур Айдарович

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы «Развитие сети 110 кВ Миасского района. Реконструкция ПС «Миасс» 110/35/6» утверждена приказом по университету от « ____ » _____ 2020 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы « ____ » _____ 2020 г.

3. Исходные данные к работе

Электрическая схема ПС «Миасс». Электрическая схема ЧРДУ. Карта режимов нагрузок (19.12.2012). Нагрузки потребителей (23.03.20)

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- 1 Анализ сети Миасского района
- 2 Реконструкция ПС «Миасс»
- 3 Релейная защита и автоматика ПС «Миасс»
- 4 Композитные опоры ВЛЭП

5. Перечень графического материала

1. Схема электрической сети Миасского района 110 кВ
2. Карты режимов электрической сети Миасского района 110 кВ
3. Электрическая схема ПС «Миасс» 110/35/6 кВ
4. План ПС «Миасс» 110/35/6 кВ

6. Дата выдачи задания « ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Введение	27.02.20	
Анализ действующей сети	1.03.20	
Получение данных о нагрузках сети	27.03.20	
Расчёт режимов сети 110 кВ	3.04.20	
Постановка задачи о реконструкции ПС «Миасс»	5.04.20	
Выбор оборудования подстанции	20.04.20	
Графическое исполнение подстанции	10.05.20	
Расчет релейной защиты подстанции	22.05.20	
Оформление пояснительной записки	1.06.20	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / В.В. Тарасенко /

Студент _____ / А.А. Зиятдинов /

АННОТАЦИЯ

Зиятдинов А.А. – Развитие сети 110 кВ Миасского района. Реконструкция ПС «Миасс» 110/35/6. – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-471, 2020 г., стр. 101, илл. 27, табл. 46. Список литературы – 21 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1. Плакатов – лист формата А1

В выпускной квалификационной работе приведен анализ разных режимов сети Миасского района. Также работа содержит расчетную часть проекта по реконструкции ПС «Миасс» 110/35/6 кВ. По предоставленным данным были определены потоки мощностей, исходя из которых мной были заменены силовые трансформаторы, проверены по допустимому току кабельные и воздушные линии электропередачи, выбраны выключатели, разъединители, средства контроля, измерений и учёта электроэнергии, токоведущие части подстанции, аккумуляторная батарея, а также была выбрана схема собственных нужд подстанции. Далее в работе выполнен расчет уставок релейной защиты для силового трансформатора, выбран его терминал.

Графическая часть проекта представляет собой главную схему электрических соединений ПС «Миасс» 110/35/6 кВ и план РУ ВН и РУ СН, разрез по одной из ячеек РУ ВН и РУ СН, общий вид подстанции – выполненные на листах формата А1. Также выполнены электрическая схема сети Миасского района и карты режимов нагрузки сети. Выполнена схема подключения терминала «Сириус-ТЗ» к силовому трансформатору.

<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Зиятдинов</i>		
<i>Пров.</i>		<i>Тарасенко</i>		
<i>Н. контр.</i>		<i>Тарасенко</i>		
<i>Утв.</i>		<i>Кирпичникова</i>		
<i>Развитие сети Миасского района. Реконструкция ПС «Миасс» 110/35/6</i>				
		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
		5	101	
<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССуСЭ</i>				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 АНАЛИЗ СЕТИ МИАССКОГО РАЙОНА	9
1.1 Анализ работы электрической сети 110 кВ.....	9
1.2 Расчет основных установившихся режимов работы сети	13
Вывод по разделу 1	23
2 РЕКОНСТРУЦИЯ ПС «МИАСС».....	24
2.1 Разработка структурной схемы	24
2.1.1 Выбор схемы соединений основного оборудования.....	24
2.1.2 Определение потоков мощности.....	24
2.1.3 Выбор трансформаторов	25
2.1.4 Выбор линий электрпередач.....	26
2.2 Разработка главной схемы	29
2.2.1 Выбор схем распределительных устройств	29
2.2.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах	33
2.2.3 Расчет токов короткого замыкания.....	34
2.2.4 Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, средств контроля .	36
2.2.4.1 Распределительное устройство ВН.....	37
2.2.4.2 Распределительное устройство СН.....	46
2.2.4.3 Распределительное устройство НН.....	55
2.3 Разработка схемы питания собственных нужд	64
2.3.1 Определение мощности потребителей собственных нужд	64
2.3.2 Выбор схемы питания собственных нужд подстанции	67
2.4 Выбор аккумуляторной батареи.....	68
2.4.1 Расчет аккумуляторной батареи.....	68
2.4.2 Определение мощности подзарядного и зарядного устройства .	71
Вывод по разделу 2	71
3 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС «МИАСС».....	72
3.1 Выбор видов релейной защиты и автоматики объектов реконструируемой подстанции.....	72
3.1.1 Кабельная линия 6 кВ.....	72
3.1.2 Трансформатор 6/0,4 кВ	73

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

3.1.3 Вводной выключатель 6 кВ.....	75
3.1.4 Секционный выключатель 6 кВ.....	75
3.1.5 шины 6 кВ	76
3.1.6 Трансформатор 110/35/6 кВ	77
3.1.7 ВЛ 110 кВ.....	80
3.2 Выбор типоразмера устройств РЗИА объектов реконструируемой подстанции, РУ и ячеек питающих линий на существующей подстанции.....	81
3.2.1 Типоразмер УРЗА КЛ 6 кВ	82
3.2.2 Типоразмер УРЗА 6 кВ	82
3.2.3 Типоразмер УРЗА вводного выключателя 6 кВ.....	82
3.2.4 Типоразмер УРЗА секционного выключателя 6 кВ.....	82
3.2.5 Типоразмер УРЗА ячейки ТН 6 кВ	82
3.2.6 Типоразмер УРЗА трансформатора ТДТН-63/110 производство ЗАО «Радиус Автоматитка»	82
3.3 Расчет уставок устройств РЗиА некоторых объектов реконструируемой на существующей подстанции «Миасс»	83
3.3.1 Трансформатор 110/35/6 кВ	83
3.3.2 Расчет уставок МТЗ ВН и СН и НН:.....	86
3.4 Вывод по третьему разделу.....	91
4 КОМПОЗИТНЫЕ ОПОРЫ ВЛЭП	92
4.1 Общее положение	92
4.2 Структура обозначение композитных опор	95
4.3 Применение композитных опор	96
4.4 Электрические особенности	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	100

ВВЕДЕНИЕ

Из всех отраслей хозяйственной деятельности человека энергетика оказывает самое большое влияние на нашу жизнь. Энергетика - это та отрасль производства, которая развивается невиданно быстрыми темпами. Так и в Уральском регионе развитие электроэнергетики Миасского района привело к росту нагрузок.

Существующее оборудование на одной из главных подстанций города Миасса, имеет ряд проблем системного характера : высокий уровень износа оборудования, которое может привести к его отказу, невозможность вывода в плановый ремонт одного из трансформаторов в момент пиковых нагрузок. Также существуют такие проблемы, как неравномерность роста энергопотребления по территории страны, которая ведет к недостатку генерации активной мощности и СЭС в ряде районов.

Основными потребителями электроэнергии являются промышленность, транспорт, сельское хозяйство городов и поселков, причем на промышленность приходится большая часть потребления электроэнергии, которая должна расходоваться рационально и экономно на каждом предприятии, участке и установке. Электроснабжение промышленных предприятий должно основываться на использовании современного конкурентоспособного электротехнического оборудования.

Основные задачи, решаемые при реконструкции, заключаются в выборе оборудования, определении потоков мощностей , в рациональном выборе числа и мощности трансформаторов, выборе линий электропередач и коммутационных аппаратов, аккумуляторной батареи. Осуществление правильных расчетов на каждом этапе проектирования способствует осуществлению общей задачи – проектированию наиболее оптимальной системы электроснабжения.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

1 АНАЛИЗ СЕТИ МИАССКОГО РАЙОНА «ЗАГОЛОВОК»

1.1 Анализ работы электрической сети 110 кВ

Конфигурация электрической сети определяется схемой соединения основных объектов энергосистемы для обеспечения надежного и экономичного электроснабжения потребителей качественной электроэнергией.

В рассматриваемом районе электрической сети все потребители в основном относятся к электроприемникам второй категории надежности электроснабжения. Согласно ПУЭ п. 1.2.20:

«Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. [1]»

И согласно п. 1.2.10:

«Независимый источник питания – источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая из секций или систем шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания;
- 2) системы шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающиеся при нарушении нормальной работы одной из систем шин.»

Рассмотрим все возможные послеаварийные режимы сети, постоянно изменяя схему путём последовательного отключения одного из участков сети.

Отключение двухцепной линии считаем маловероятным, поэтому рассмотрим отключение только одной цепи.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

В рассматриваемой сети в качестве балансирующего узла примем ПС «Тургояк». Данная подстанция является узловой, на которую часть мощности уходит на соседнюю энергосеть, а другая часть уходит потребителю.

Расчёт произведём в программе NetWorks

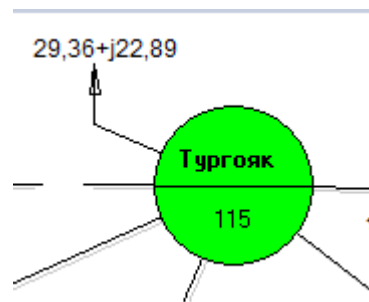


Рисунок 1.1 – Обменная мощность балансирующего узла в режиме максимальных нагрузок

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 1.1 – Анализ работы электрической сети 110 кВ

Название откл. линии	Кисегач – Миасс	Тургояк – ТЭЦ-Уралаз	Тургояк – Город-2	Миасс – Город-2	Миасс – Ст.Литейная1	Ст.Литейная1 – Аппарат-1	Тургояк-Аппарат1	Тургояк-Аппарат2
Норм. режим	378	25,4	6,55	29,3	14,1	5,42	5,42	7,24
Кисегач – Миасс	-	90,33	79,97	48,7	49,54	61,8	64,79	69,5
Тургояк – ТЭЦ-Уралаз	378	-	10,48	23,47	9,43	6,43	8,74	11,76
Тургояк – Город-2	378	25,98	-	31,49	13,85	6,34	7,06	8,23
Миасс – Город-2	378	19,59	31,43	-	19,89	9,4	7,79	4,6
Миасс – Ст.Литейная1	378	24,36	6,36	30,54	23,74	4,66	6,33	6,47
Ст.Литейная1 – Аппарат	378	25,26	7,12	29,6	13,57	7,65	3,31	7,41
Тургояк-Аппарат1	378	25,47	6,9	29,27	14,14	4,92	10,43	7,45
Тургояк-Аппарат2	378	25,7	6,89	28,97	13,82	5,51	6,17	12,9
Ст.Литейная2 – Северная	378	24,73	6,66	30,15	14,77	5,89	6,07	8,13
Аппарат2 – Северная	378	25,63	6,9	29,07	13,9	5,57	6,19	6,48
Миасс – Автозаводская	377,9	65,83	10,47	38,78	21,8	11,17	9,3	5,27
ТЭЦ-Уралаз – Автозаводская	378	27,42	8,48	29,95	14,73	7,12	7,54	8,09
Миасс – Ст.Литейная2	378	24,4	6,65	30,56	15,1	6,07	6,09	8,75
$I_{нб\ п/ав}, А$	378	90,33	79,97	48,7	49,54	61,86	64,79	69,5
$I_{доп}, А$	510	450	450	450	450	450	450	450
K_3	0,74	0,2	0,177	0,1	0,11	0,137	0,144	0,154

Продолжение таблицы 1.1

Название откл. линии	Ст.Литейная2 – Северная	Аппарат2 – Северная	Миасс – Автозаводская	ТЭЦ-Уралаз – Автозаводская	Миасс - Ст.Литейная2
Норм. режим	9,39	5,03	40,67	9,08	14,76
Кисегач – Миасс	55	66,66	24,76	63,76	49,77
Тургояк – ТЭЦ-Уралаз	5,84	9,14	65,81	27,74	10,64
Тургояк – Город-2	9,54	6,15	40,38	10,11	14,78
Миасс – Город-2	14,96	5,17	46,61	12,11	20,4
Миасс – Ст.Литейная1	10,33	4,52	41,7	9,38	15,72
Ст.Литейная1 – Аппарат	9,8	5,35	40,93	9,65	15,13
Тургояк-Аппарат1	9,46	5,29	40,64	9,35	14,8
Тургояк-Аппарат2	9,81	4,33	40,39	9,23	15,22
Ст.Литейная2 – Северная	15,49	5,53	41,37	9,48	13,26
Аппарат2 – Северная	9,63	8,52	40,48	9,27	15,04
Миасс – Автозаводская	16,88	6,68	-	7,6	22,32
ТЭЦ-Уралаз – Автозаводская	10,51	6,3	38,88	-	15,73
Миасс - Ст.Литейная2	6,95	6,11	41,72	9,61	24,89
$I_{\text{нб п/ав}}, \text{A}$	55	66,66	65,81	63,76	49,77
$I_{\text{доп}}, \text{A}$	450	450	450	450	450
K_3	0,12	0,148	0,146	0,142	0,11

Анализируя полученные в результате расчёта данные, можно сделать вывод, что самой неблагоприятной является авария на линии «Кисегач-Миасс». Это объясняется тем, что данная линия является питающей из соседней энергосети и при аварии на этой линии, основным источником для Миасской сети становится ПС «Тургояк», которая в свою очередь питается от соседней энергосистемы, ТЭЦ «Тургояк» и ТЭЦ «Уралаз». Кз линий сети при аварии на линии «Кисегач-Миасс» не превышает значения 0,2.

Следовательно, необходимости в принятии мер по увеличении пропускной способности линий электропередачи нет, но необходимо линию «Кисегач-Миасс» сделать двуцепной. Аварии на других линиях в Миасской сети практически никак не влияют на баланс и переток мощности электроэнергии. Можно сделать вывод о том, что сеть является достаточно надежной.

1.2 Расчет основных установившихся режимов работы сети

Задача расчёта режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и её потребители. Для определения состояния электрической сети рассмотрим следующие режимы:

- максимальных нагрузок в зимние сутки, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;
- минимальных нагрузок в летние сутки.
- особо тяжелый послеаварийный режим, когда возникают максимальные потоки мощности при отключении наиболее загруженной линии. При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму.

1.2.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Расчёт режимов произведём в программе NetWorks. Полученные в результате расчёта данные о загрузке линий представлены в таблице 2 (в расчёте на одну цепь).

В таблице 1.3 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального напряжения

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Таблица 1.2 – Данные о загрузке линий в режиме максимальных нагрузок

Линия	Марка провода	$P + jQ$, МВА	Ток в линии, А	Допустимый ток, А	Экономическая плотность тока, А/мм ²
Кисегач-Миасс	АС-185/29	75,83-j12,78	378,13	510	2,044
Тургояк- ТЭЦ-Уралаз	АС-150/24	4,99+j0,64	25,37	450	0,169
Тургояк – Город-2	АС-150/24	0,73-j1,26	6,55	450	0,044
Миасс – Город-2	АС-150/24	5,42+j2,12	29,31	450	0,195
Миасс – Ст.Литейная1	2хАС-150/24	5,09+j2,21	14,08	450	0,094
Ст.Литейная1 – Аппарат1	2хАС-150/24	0,09-j1,83	5,42	450	0,036
Тургояк-Аппарат1	2хАС-150/24	1,12-j2,18	5,92	450	0,039
Тургояк – Аппарат2	2х АС-150/24	2,74-j0,99	7,24	450	0,048
Ст. Литейная2 - Северная	2х АС-150/24	2,76+j2,35	9,39	450	0,063
Аппарат2- Северная	2х АС-150/24	1,64-j1,29	5,03	450	0,034
Миасс – Автозаводская	АС-150/24	7,42+j3,15	40,67	450	0,271
ТЭЦ-Уралаз - Автозаводская	АС-150/24	0,19+-j1,82	9,08	450	0,061
Миасс – Ст.Литейная2	2хАС-150/24	4,66+ j3,43	14,76	450	0,098

Таблица 1.3 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Тургояк (базисный)	115	110	–
Миасс	115,08	110	4,61
Ленинск	115,35	110	4,86
Курортная2	114,71	110	4,28
Аппарат1	115,01	110	4,55
СтЛитейная2	115,04	110	4,58
Тургояк-Тяга	117,02	110	6,38
СтЛитейная1	115,04	110	4,58
Аппарат2	115	110	4,54
Тальков	116,69	110	6,1
Кисегач	117,49	110	6,8
ТЭЦ-Уралаз	114,91	110	4,5
Город-2	115,03	110	4,57
Северная	115	110	4,55
ТЭЦ-Тургояк	115,15	110	4,68
Автозаводская	114,91	110	4,46

В режиме максимальных нагрузок значения токов во всех ветвях сети не превышают значения допустимых длительных токов.

Напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%. Наибольшее отклонение 6,8% наблюдается на Пс «Кисегач».

Карта режима максимальных нагрузок представлена на рисунке 1.2.

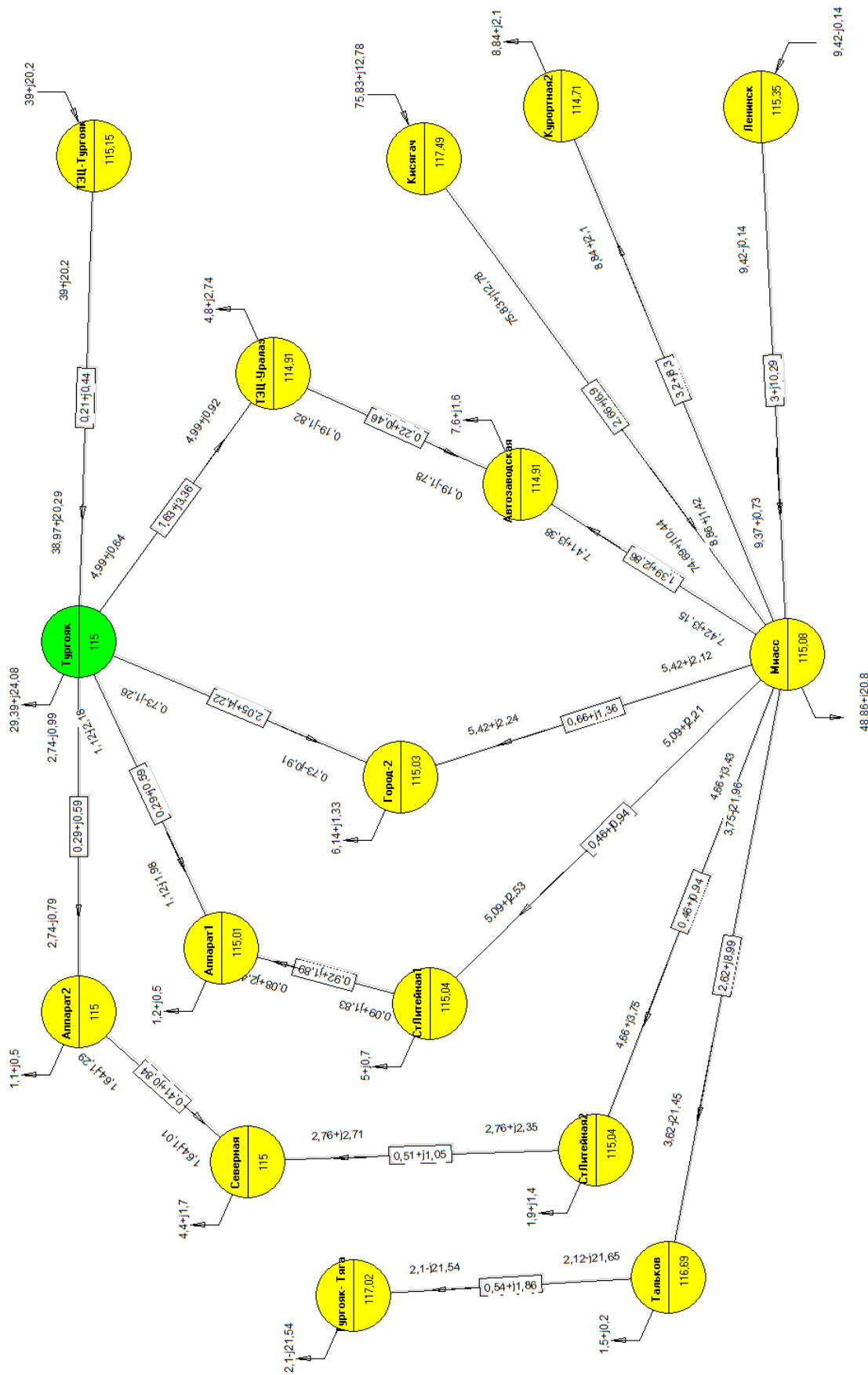


Рисунок 1.2 – Карта максимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР

1.2.2. Расчет режима минимальных нагрузок

В таблице 1.4 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

Таблица 1.4 – Данные о загрузке линий в режиме минимальных нагрузок

Линия	Марка провода	$P + jQ$, МВА	Ток в линии, А	Допустимый ток, А	Экономическая плотность тока, А/мм ²
Кисегач-Миасс	АС-185/29	63,19-j10,65	316,2	510	1,709
Тургояк- ТЭЦ-Уралаз	АС-150/24	4,1+j0,25	20,7	450	0,138
Тургояк – Город-2	АС-150/24	0,71-j1,31	6,69	450	0,045
Миасс – Город-2	АС-150/24	5,42+j2,12	24,31	450	0,162
Миасс – Ст.Литейная1	2хАС-150/24	3,98+j2,2	11,61	450	0,077
Ст.Литейная1 – Аппарат1	2хАС-150/24	0,02-j2,46	5,37	450	0,036
Тургояк-Аппарат1	2хАС-150/24	1,22-j2,16	6,01	450	0,04
Тургояк – Аппарат2	2х АС-150/24	2,65-j1,21	7,22	450	0,048
Ст. Литейная2 - Северная	2х АС-150/24	2,05+j2,17	7,81	450	0,052
Аппарат2- Северная	2х АС-150/24	1,55-j1,51	5,19	450	0,035
Миасс – Автозаводская	АС-150/24	5,9+j2,68	32,78	450	0,219
ТЭЦ-Уралаз - Автозаводская	АС-150/24	0,1-j1,75	8,71	450	0,058
Миасс – Ст.Литейная2	2хАС-150/24	3,95+ j3,25	7,81	450	0,052

Таблица 1.5 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Тургояк (базисный)	115	110	–
Миасс	115,08	110	4,62
Ленинск	115,31	110	4,83
Курортная2	114,76	110	4,32
Аппарат1	115,01	110	4,55
СтЛитейная2	115,03	110	4,57
Тургояк-Тяга	116,7	110	6,09
СтЛитейная1	115,04	110	4,58
Аппарат2	115	110	4,54
Тальков	116,42	110	5,58
Кисегач	117,1	110	6,45
ТЭЦ-Уралаз	114,93	110	4,48
Город-2	115,03	110	4,57
Северная	115	110	4,55
ТЭЦ-Тургояк	115,15	110	4,68
Автозаводская	114,94	110	4,49

В режиме минимальных нагрузок напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%.

Наибольшее отклонение 6,45% наблюдается на Пс «Кисегач».

Карта режима минимальных нагрузок представлена на рисунке 1.3

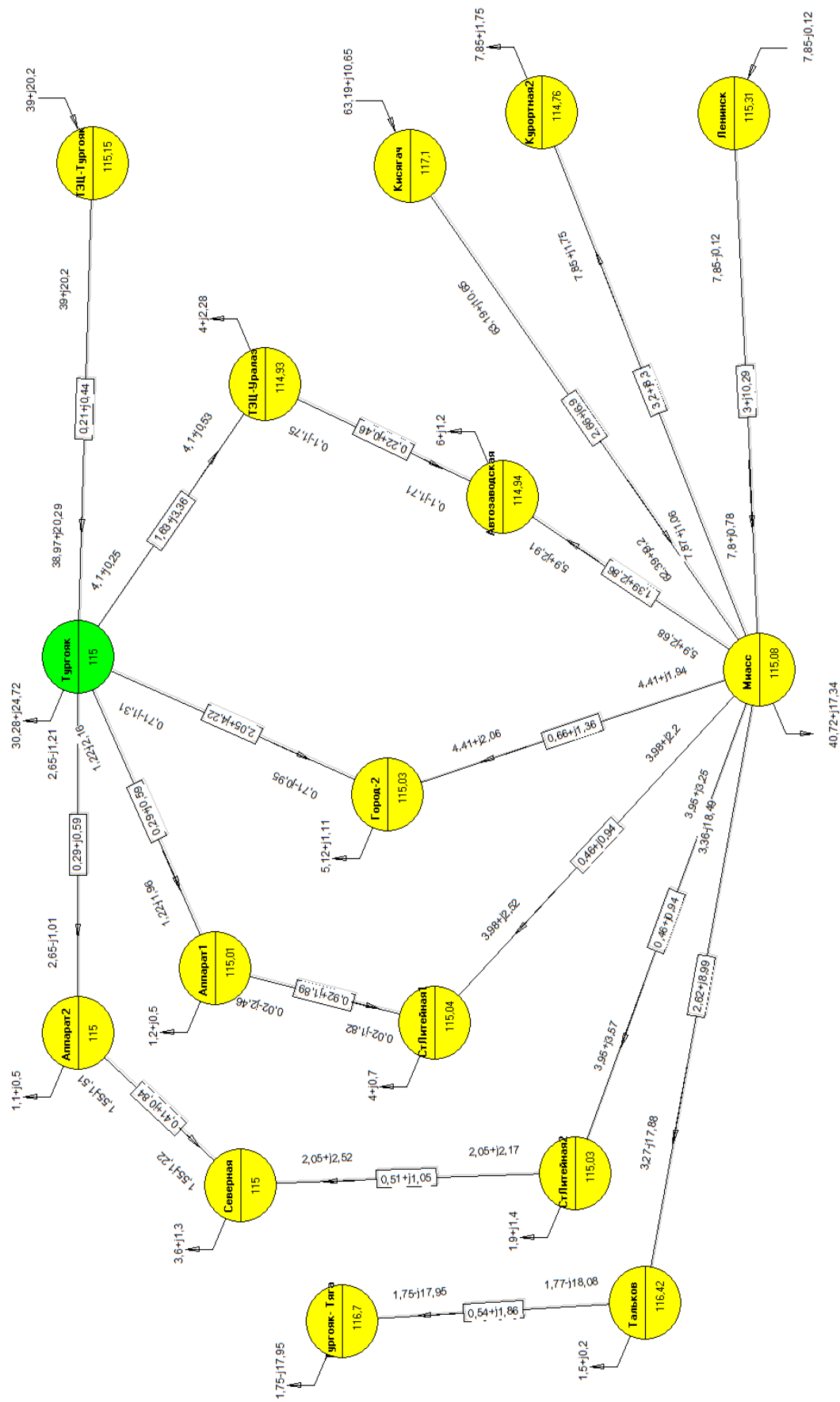


Рисунок 1.3 – Карта режима минимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР

1.2.3. Расчет наиболее тяжелого послеаварийного режима

Анализ работы электрической сети 110 кВ (п. 1.2) показал, что наиболее тяжелый послеаварийный режим сети наступает в случае отключения наиболее загруженной линии «Кисегач-Миасс».

Полученные в результате расчёта в программе NetWorks данные о нагрузке линий представлены в таблице 1.6 (в расчёте на одну цепь).

В таблице 1.7 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

Таблица 1.6 – Данные о нагрузке линий в послеаварийном режиме

Линия	Марка провода	$P + jQ$, МВА	Ток в линии, А	Допустимый ток, А	Экономическая плотность тока, А/мм ²
Кисегач-Миасс	АС-185/29	-	-	510	-
Тургояк- ТЭЦ-Уралаз	АС-150/24	17,27+j2,44	87,69	450	0,585
Тургояк – Город-2	АС-150/24	15,43-j0,87	77,63	450	0,518
Миасс – Город-2	АС-150/24	9,25-j0,18	46,55	450	0,31
Миасс – Ст.Литейная1	2хАС-150/24	18,82+j0,83	47,41	450	0,316
Ст.Литейная1 – Аппарат1	2хАС-150/24	23,86+j0,97	60,01	450	0,4
Тургояк-Аппарат1	2хАС-150/24	25,07-j1,3	63,03	450	0,42
Тургояк – Аппарат2	2х АС-150/24	26,69+j2,49	67,32	450	0,449
Ст. Литейная2 - Северная	2х АС-150/24	19,24-j0,38	53,24	450	0,355
Аппарат2- Северная	2х АС-150/24	25,58+j2,16	64,51	450	0,43
Миасс – Автозаводская	АС-150/24	4,83-j1,66	40,67	450	0,271
ТЭЦ-Уралаз - Автозаводская	АС-150/24	12,44-j0,09	25,54	450	0,17
Миасс – Ст.Литейная2	2хАС-150/24	19,24-j0,38	62,61	450	0,417

Таблица 1.7 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Тургояк (базисный)	115	110	–
Миасс	114,64	110	4,21
Ленинск	114,91	110	4,46
Курортная2	114,26	110	3,87
Аппарат1	114,93	110	4,48
СтЛитейная2	114,71	110	4,28
Тургояк-Тяга	116,58	110	5,98
СтЛитейная1	114,72	110	4,29
Аппарат2	114,92	110	4.54
Тальков	116,24	110	4,47
Кисегач	-	110	-
ТЭЦ-Уралаз	114,68	110	4,25
Город-2	114,69	110	4,26
Северная	114,81	110	4,55
ТЭЦ-Тургояк	115,15	110	4,68
Автозаводская	114,66	110	4,25

В наиболее тяжелом послеаварийном режиме напряжения во всех узлах сети ниже номинального, но находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%. Наибольшее отклонение 5,98% от номинального наблюдается на Пс «Тургояк-Тяга». Также незначительно наблюдается снижение напряжения на таких Пс как, «Миасс», «Автозаводская», «Курортная2», «Город-2», «Ст.Литейная2».

Значения токов во всех ветвях сети не превышают значения допустимых длительных токов – ни одна ЛЭП не перегружается.

Карта послеаварийного режима представлена на рисунке 1.4.

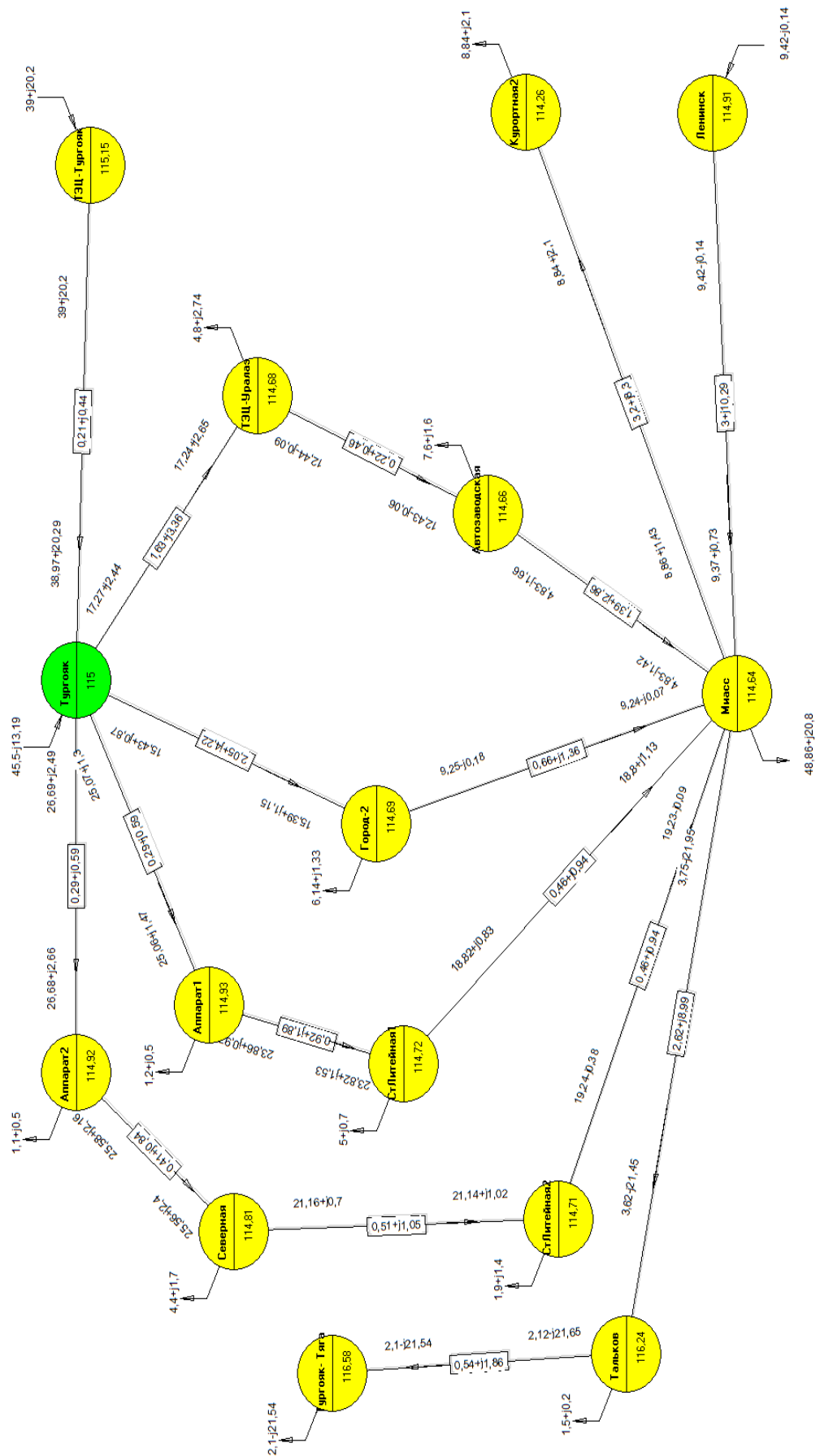


Рисунок 1.4 – Карта послеаварийного режима

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР

Вывод по разделу 1

Проанализировав вариант схемы в режиме максимальных, минимальных нагрузок и наиболее тяжелого послеаварийного режима работы, можно сделать вывод, что данная сеть в существующей конфигурации имеет высокую надежность, минимальные потери. При отключении линии в сети, у потребителя не нарушается электроснабжение, при этом перераспределение нагрузки в сети не оказывает характер загруженности линий. Коэффициент загрузки на линиях показал высокий потенциал сети. В перспективе при росте нагрузок пропускная способность и минимальные потери сохраняется.

Для иллюстрации сделана графическая часть – электрическая схема Миасского района и карты режимов нагрузок – выполнены на листах формата А1.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

2 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС «МИАСС»

2.1 Разработка структурной схемы

2.1.1 Выбор схемы соединений основного оборудования

Структурная схема реконструируемой подстанции будет содержать распределительные устройства (РУ) высшего, среднего и низшего напряжений, а также понизительные трансформаторы связывающие РУ ВН, РУ СН и РУ НН .

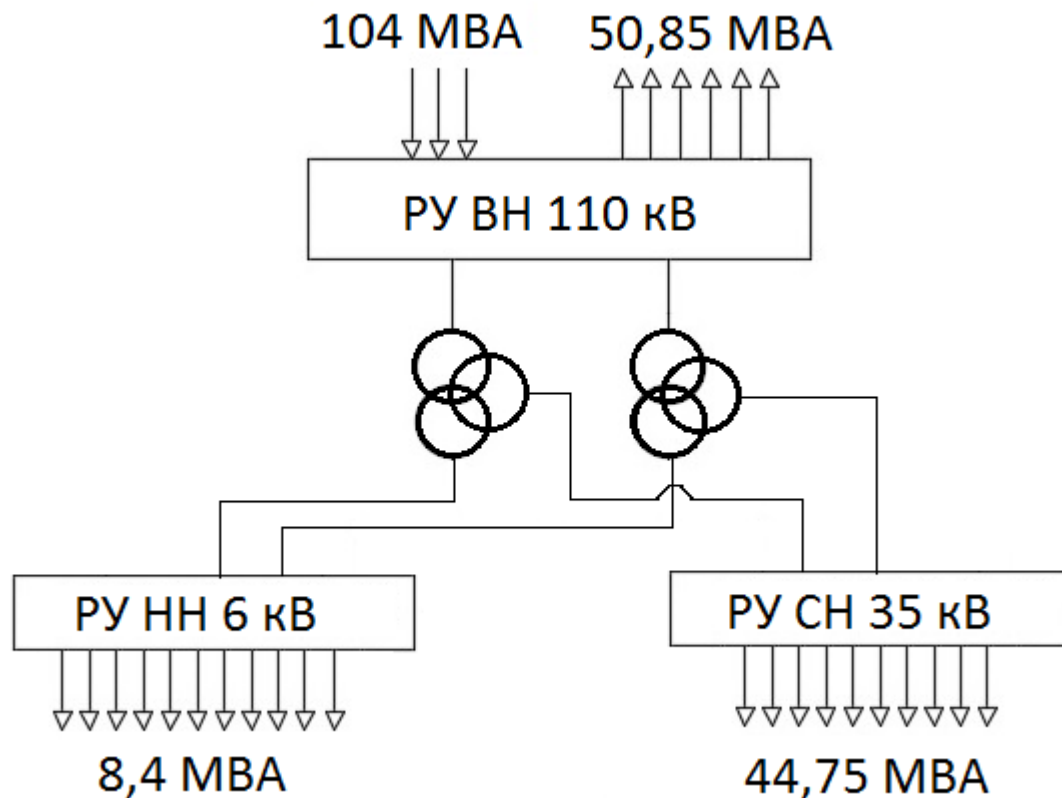


Рисунок 2.1 – Структурная схема ГПП

2.1.2 Определение потоков мощности

Транзитная мощность, передаваемая через подстанцию равна 50,81 МВА, потребляемая мощность равна $44,75 + 8,4 = 53,15$ МВА . Рассчитаем потоки мощности в узле подстанции , пренебрегая потерями в трансформаторе и мощностью на собственные нужды. Получаем: $50,85 + 53,15 = 104$ МВА .

2.1.3 Выбор трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение типа, количества и номинальной мощности трансформаторов, структурной схемы проектируемой подстанции.

Количество трансформаторов на подстанции определяется в зависимости от мощности и категории электроприёмников, а также от необходимости наличия резервных источников питания.

Так как от подстанции питаются потребители первой, второй и третьей категорий и питание приходит только со стороны РУ ВН, то по условиям надежности требуется установка двух трансформаторов.

При условии установки на подстанции более одного трансформатора, расчетным является случай отказа одного из трансформаторов. Это означает что оставшийся в работе трансформатор с учетом перегрузки должен передавать всю необходимую потребителям мощность. Предполагаемая мощность трансформатора рассчитывается по формуле:

$$S_T = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot K_3}, \quad (2.1)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – мощность потребителей ;

n – число трансформаторов на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов.

Коэффициент загрузки трансформаторов (0,65-0,7) принимаем равным 0,7. По формуле (1), получим:

$$S_T = \frac{53,15}{2 \cdot 0,7} = 38,04 \text{ МВА.}$$

Ближайший трехобмоточный трансформатор с большей стандартной мощностью $S_{\text{ном.т}} = 40$ МВА. С целью увеличения ресурса работы трансформатора а также увеличение в перспективе нагрузки на потребителе со стороны СН и НН, следует взять следующую ступень трансформатора $S_{\text{ном.т}} = 63$ МВА.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

Для установки на подстанцию подходят 2 силовых трансформатора ТДТН-63000/110 (трансформатор силовой трехфазный, трехобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и естественным охлаждением масла, с регулированием напряжения под нагрузкой).

2.1.4 Выбор линий электрпередач

Расчетными токами являются: $I_{\text{норм}}$ – ток в нормальном режиме при полной нагрузке, I_{max} – ток в послеаварийном режиме. Расчетные токи обоих режимов индивидуальны для каждого присоединения, поэтому рассмотрим и проверим на допустимый ток провода каждое присоединение по отдельности для ПС «Миасс».

Линия ввода ПС «Ленинская»

Для линий, номинальный ток равен:

$$I_1 = \frac{S_1}{n_{\text{ВВ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{9.42 \cdot 10^6}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 49,44 \text{ А}, \quad (2.2)$$

где S_1 – входящая мощность ПС «Ленинская» ;

$n_{\text{ВВ}}$ – число вводных линий;

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение высокой стороны .

Ток в послеаварийном режиме:

Принимаем, что число использования часов максимальной нагрузки в год более 7000 часов. Экономическая плотность тока для линий $\gamma = 1 \text{ А/мм}^2$.

Экономически выгодное сечение:

$$F_{\text{Э}1} = \frac{I_1}{\gamma} = \frac{49,44}{1} = 49,44 \text{ мм}^2. \quad (2.3)$$

Выбран провод марки АС-240/32 с длительно допустимым током $I_{\text{дд}} = 610 \text{ А}$. допустимый ток больше, тока в нормальном режиме, следовательно в замене не нуждается.

Все результаты расчетов для вводных линий сведем в таблицу 2.1

Таблица 2.1 - вводные линии ПС «Миасс»

Транзитные линии

ПС	Номинальный ток, А	Экономически выгодное сечение, мм ²	Выбранный провод	Допустимый ток, А
Ленинская	$I_1 = 49,44$	49,44	АС-240/32	610
Кисегач	$I_2 = 403,57$	403,57	АС-185/29	510
Тургояк-тяга	$I_3 = 113,58$	113,58	АС-240/32	610

По аналогичному расчету составим таблицу 2.2 для транзитных линий

Таблица 2.2- транзитные линии ПС «Миасс»

ПС	Номинальный ток, А	Экономически выгодное сечение, мм ²	Выбранный провод	Допустимый ток, А
Курортная	$I_4 = 47,71$	47,71	АС-185/29	510
Северная	$I_5 = 50,1$	50,1	АС-185/29	510
ТЭЦ-УралАЗ	$I_6 = 29$	29	АС-150/24	450
Тургояк	$I_7 = 26,56$	26,56	АС-150/24	450
Город-2	$I_8 = 33$	33	АС-150/24	450
МШМВ	$I_9 = 79,46$	79,46	-	-

Линии СН на ПС «Город-1»

$$I_{10} = \frac{S_{10}}{n_{\text{ВВ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}}} = \frac{2,682 \cdot 10^6}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 44,24 \text{ А}$$

$U_{\text{СН}}$ – напряжение средней стороны.

Аналогично предыдущему расчету составим таблицу 2.3

Таблица 2.3 - ВЛ от ПС «Миасс»

ПС	Номиналь- ный ток, А	Экономически выгодное сечение, мм ²	Выбранный провод	Допусти- мый ток, А
Город-1	$I_{10} = 44,24$	44,24	АС-95/16	330
Город-2	$I_{11} = 51,46$	51,46	АС-95/16	330
МНЗ-1	$I_{12} = 85,77$	85,77	АС-95/16	330
МНЗ-2	$I_{13} = 41,95$	41,95	АС-95/16	330
Миасс-Золото-1	$I_{14} = 230,45$	230,45	АС-120/19	390
Миасс-Золото-2	$I_{15} = 3,63$	3,63	АС-120/19	390
Миасс-Тяга-1	$I_{16} = 0$	0	АС-120/19	390
Миасс-Тяга-2	$I_{17} = 212,8$	212,8	АС-120/19	390
ТРУ-1	$I_{18} = 28,2$	28,2	АС-70/11	265
ТРУ-2	$I_{19} = 39,21$	39,21	АС-70/11	265

Линии НН на ПС «Миасс»

Рассчитаем ток в КЛ на ТП «Заповедник»

$$I_{20} = \frac{S_{20}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{2,31 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 222,95 \text{ А.}$$

$U_{\text{НН}}$ – напряжение низкой стороны

Экономически выгодное сечение:

$$F_{\text{Экл}} = \frac{I_{\text{норм.кл}}}{\gamma} = \frac{222,95}{1,2} = 185,8 \text{ мм}^2. \quad (2.4)$$

Составим таблицу 2.4 ВЛ и КЛ 6 Кв

Таблица 2.4 - ВЛ и КЛ 6 кВ «Миасс»

ПС	Номинальный ток, А	Экономически выгодное сечение, мм ²	Выбранный провод	Допустимый ток, А
Заповедник	$I_{20} = 222,95$	185,8	ААБл-3х185	275
Зодиак	$I_{21} = 8,795$	7,33	ААБл-3х70	162
Интернат	$I_{22} = 160,69$	133,91	ААБл-3х185	275
Мебель-1	$I_{23} = 160,02$	133,35	ААБл-3х185	275
Мебель-2	$I_{24} = 0$	-	ААБл-3х185	275
Насосная-1	$I_{25} = 4,166$	3,472	ААБл-3х95	192
Насосная-2	$I_{26} = 0$	-	ААБл-3х95	192
Пост ЭЦ	$I_{27} = 23,8$	19,83	ААБл-3х185	275
Тальковая	$I_{28} = 50,095$	41,75	ААБл-3х185	275
Турбаза	$I_{29} = 18,62$	15,51	ААБл-3х95	192
Элеватор	$I_{30} = 8,8$	8,8	СИП-3-4х25- 6	130

2.2 Разработка главной схемы

2.2.1 Выбор схем распределительных устройств

Две рабочие и обходная системы шин (110-220 кВ). Может применяться для транзитных или проходных двухтрансформаторных подстанций, питаемых по 2-м и более ВЛ.

Достоинства схемы:

- Наглядность
- Возможность использования КРУ
- Вывод присоединения без нарушения работы соответствующих цепей
- Наличие достаточного резерва в источниках энергии и линиях и, следовательно, возможность кратковременного отключения одной из секций без нарушения работы электроустановки в целом. (Рисунок 2.2)

Недостатки схемы :

					<i>И-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

- большое количество операций с разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями допускает возможность ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями.

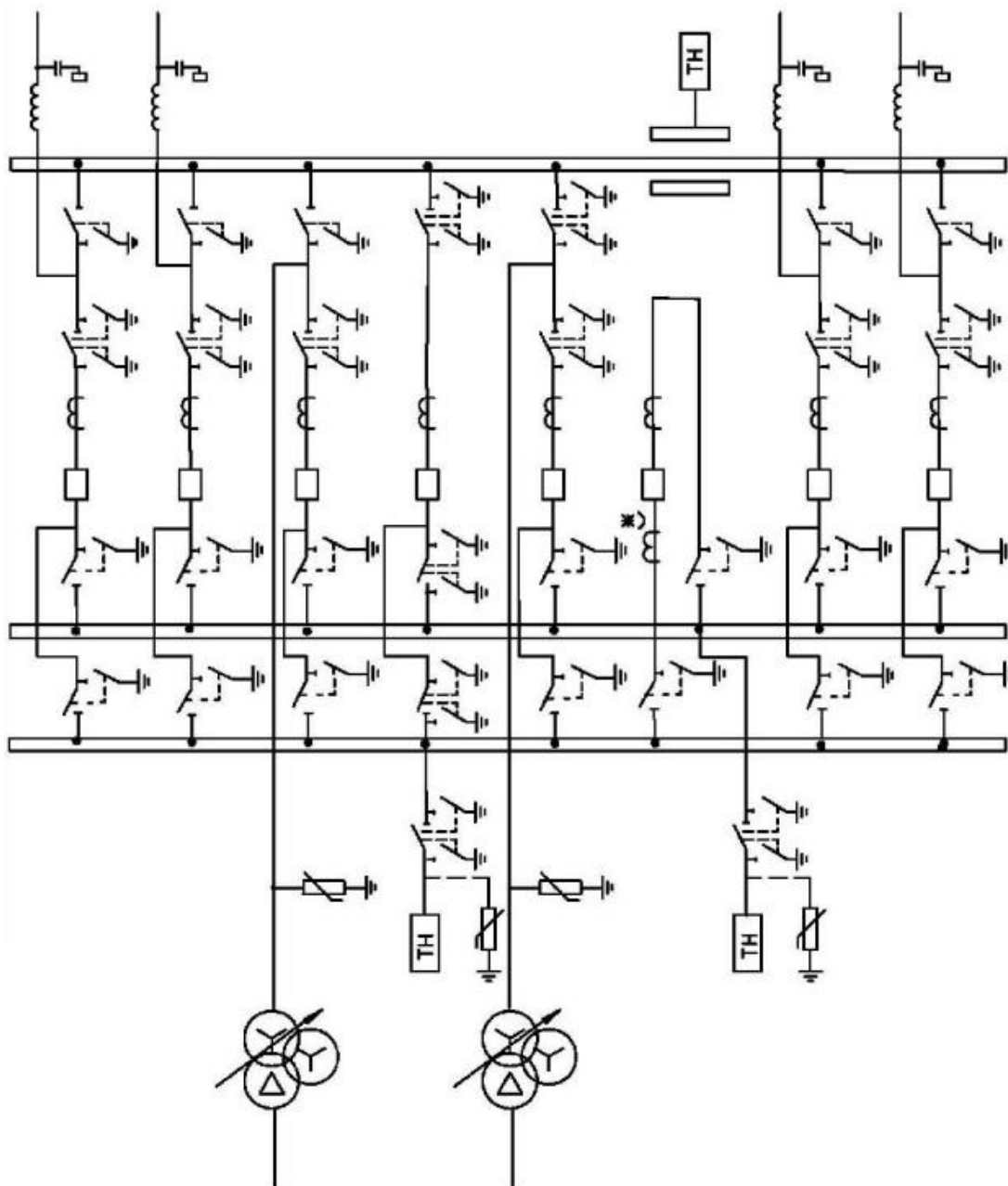


Рисунок 2.3 - Две рабочие и обходная системы шин.

Для стороны СН рассмотрим существующую схему «Две рабочие системы шин». Применяется в РУ 110-220 кВ. Количество присоединений от 5 до 15.(рисунок)

Достоинства схемы :

- гибкость схемы, возможность отключения для ремонта любого без отключения другого присоединения.

- достаточно высокая надежность схемы.

Недостатки схемы :

- большое количество разъединителей

- большие капитальные затраты

- использование разъединителей в качестве оперативных аппаратов.

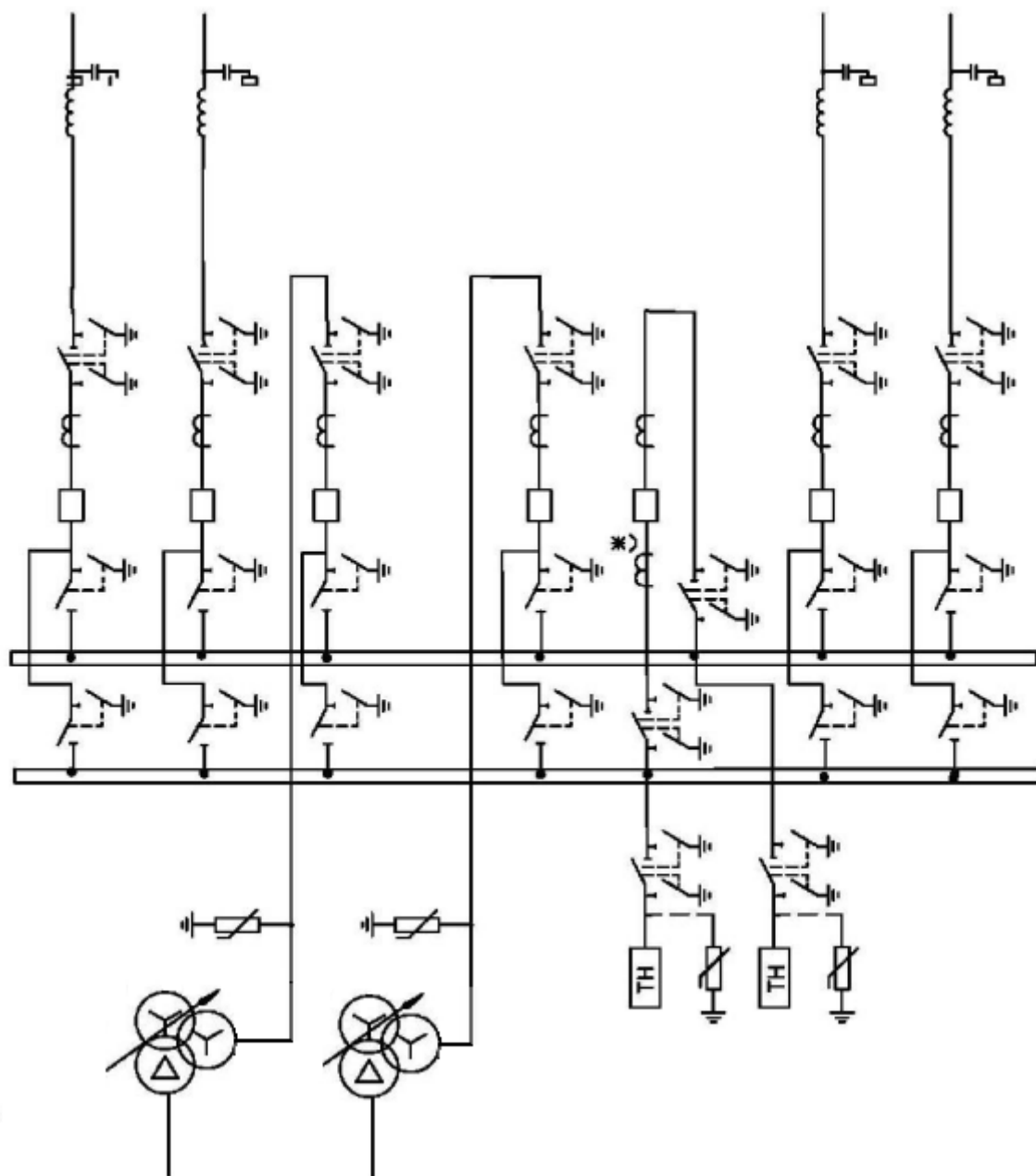


Рисунок 2.4 – Две рабочие системы шин

Для стороны НН рассмотрим схему согласно выбранным трансформаторам ТДТН-63000/110.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР

Лист

31

Выбранная схема РУ НН является наиболее простой и одновременно надёжной схемой для трехфазного трансформатора. В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен, питание потребителей осуществляется от двух секций. В случае аварийного режима потребитель будет получать питание от другой рабочей секции.

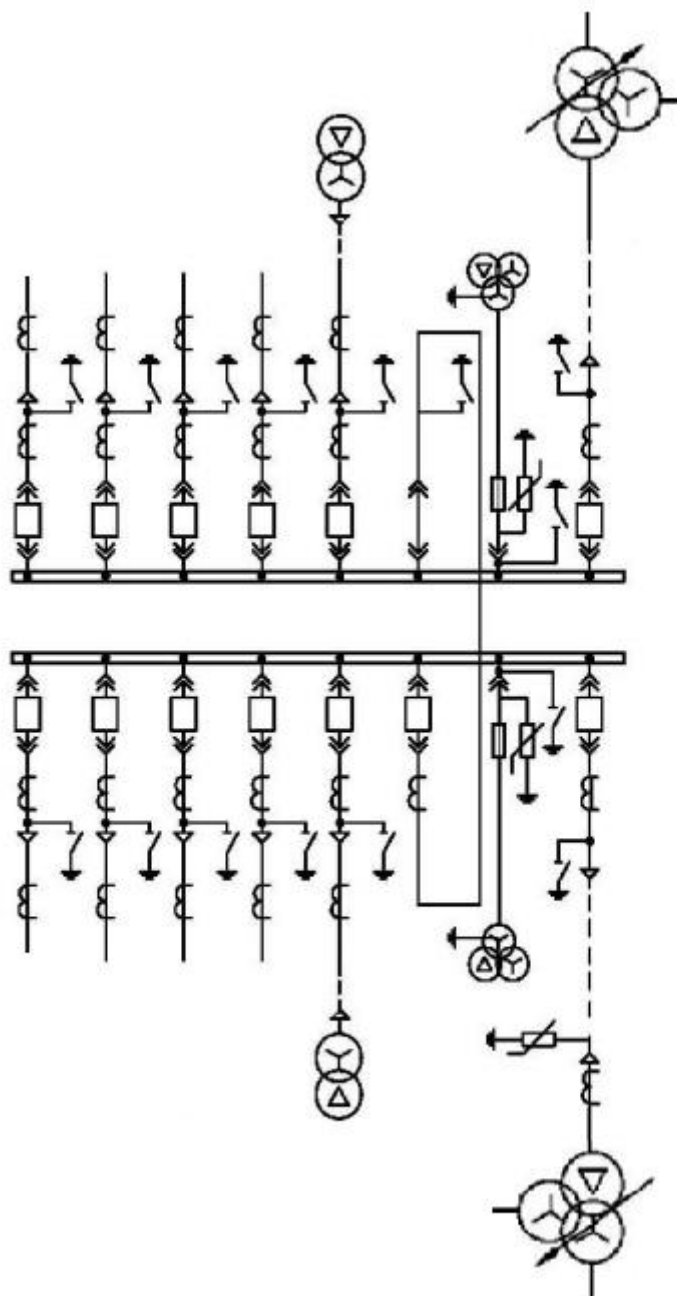


Рисунок 2.4 – РУ НН – Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР

2.2.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

Продолжительным режимом работы называется такой режим работы электротехнического устройства, продолжающийся столько времени сколько требуется для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим имеет место, когда электроустановка находится в одном из режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

Расчёт токов в нормальном и продолжительном режимах линий электропередач был выполнен в п. 2.1.4. Выполним расчёт токов в цепи трансформатора.

Из вышеперечисленных режимов работы выберем наиболее тяжелые, когда в электроустановке протекает наибольший ток.

Таким образом, расчётными токами продолжительного режима в цепи трехобмоточного трансформатора являются наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$ и наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима I_{max} .

Ток в нормальном режиме на стороне ВН:

$$I_{\text{норм.т.вн}} = 0,7 \cdot \frac{S'_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}} = 0,7 \cdot \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 231,46 \text{ А}, \quad (2.5)$$

где $U_{\text{ном.т}}$ – номинальное напряжение трансформатора на высокой стороне, $S'_T = 63 \text{ МВА}$ – номинальная мощность трансформатора по шкале гост для выбранного в п.1.3

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{max.т.вн}} = 1,4 \cdot \frac{S'_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}} = 1,4 \cdot \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 462,92 \text{ А}. \quad (2.6)$$

При расчете номинального и послеаварийного тока в обмотке СН, принимается обычно перспективная мощность на 10 лет. Так как основная нагрузка лежит именно на стороне СН, то для расчета примем номинальную мощность трансформатора.

Ток в нормальном режиме на стороне СН:

$$I_{\text{норм.т.сн}} = 0,7 \cdot \frac{S'_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}} = 0,7 \cdot \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 727,46 \text{ А}. \quad (2.7)$$

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\max.т.сн} = 1,4 \cdot \frac{S'_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}} = 1,4 \cdot \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 1454,9 \text{ А.}$$

При расчете номинального и послеаварийного тока в обмотке СН, принимаем перспективную на 10 лет мощность $S=20$ МВА.

Ток в нормальном режиме на стороне НН в одной обмотке:

$$I_{\text{норм.т.нн}} = \frac{S}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т.нн}}} = \frac{20 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 962,25 \text{ А,} \quad (2.8)$$

где $U_{\text{ном.т.нн}}$ – номинальное напряжение трансформатора на низкой стороне.

Ток в послеаварийном режиме в одной обмотке:

$$I_{\max.нн} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т.нн}}} = \frac{20 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 1924,5 \text{ А.} \quad (2.9)$$

2.2.3 Расчет токов короткого замыкания

Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания приведена на рисунке 6.

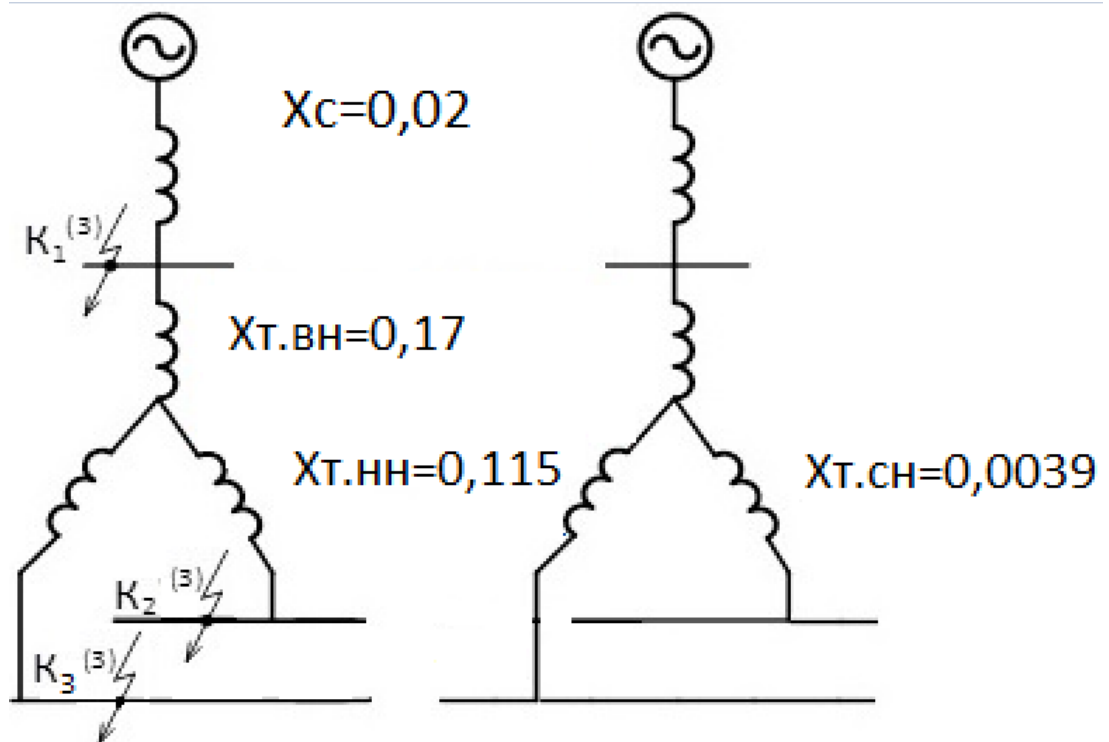


Рисунок 2.5 – Расчетная схема замещения

Выбираем базисные величины для каждой точки короткого замыкания. Для точки К1 (сторона ВН РУ) базисная мощность $S_B = 100$ МВА, значение базисного напряжения: $U_B = 115$ кВ.

Значение базисного тока рассчитывается по формуле (2.10):

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (2.10)$$

подставляя числовые значения, для точки К1, получим:

$$I_{Б.К1} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 502 \text{ А.}$$

Для точки К2 (сторона СН РУ) базисная мощность $S_B = 100 \text{ МВА}$, значение базисного напряжения : $U_B = 37 \text{ кВ}$.

На основании формулы (2.10) производим расчет значения базисного тока для точки К2.

$$I_{Б.К2} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 10^3} = 1560,4 \text{ А.}$$

Также выполним и для точки К3 на НН стороне

$$I_{Б.К3} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 9164,3 \text{ А.}$$

Расчетное сопротивление трансформаторов:

Сопротивление трансформатора на ВН:

$$X_{Т.ВН} = \frac{U_{кВН}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S'_T} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,17.$$

Сопротивление трансформатора на СН:

$$X_{Т.СН} = \frac{U_{кСН}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S'_T} = \frac{0,5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,0039.$$

Сопротивление трансформатора на НН:

$$X_{Т.НН} = \frac{U_{кНН}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S'_T} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,115.$$

$$X_{\text{общ}} = X_C + X_{Т.ВН} + X_{Т.СН} + X_{Т.НН} = 0,02 + 0,17 + 0,0039 + 0,115 = 0,3097.$$

где X_C – реактанс системы.

Ток короткого замыкания для точки К1:

$$I_{П.0} = \frac{E_c}{X_C} \cdot I_B \quad (2.11)$$

подставляя числовые значения, получим:

$$I_{П.0.ВН} = \frac{1}{0,02} \cdot 502 = 25,1 \text{ кА.}$$

Амплитудное значение ударного тока определим по формуле (2.12):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П.0}, \quad (2.12)$$

величина ударного коэффициента $K_y = 1,608$; подставляя числовые значения, получим:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 25,1 = 57,08 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания для точки К1 определим по формуле (2.13):

$$S_{К3} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{П.0}, \quad (2.13)$$

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

подставляя числовые значения, получим:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot 25100 = 5000 \text{ МВА.}$$

Расчет для точки К2 аналогичен.

На основании формулы (16) ток короткого замыкания для точки К2:

$$I_{П.0.сн} = \frac{1}{0,1946} \cdot 1560,4 = 8 \text{ кА.}$$

Амплитудное значение ударного тока определим по формуле (2.12), величина ударного коэффициента $K_y = 1,608$; подставляя числовые значения, получим:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 8 = 18,23 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания для точки К2 определим по формуле (2.13), подставляя числовые значения, получим:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 8000 = 513,9 \text{ МВА.}$$

Расчет для точки К3 аналогичен.

На основании формулы (2.11) ток короткого замыкания для точки К3:

$$I_{П.0.нн} = \frac{1}{0,306} \cdot 9164,3 = 29,97 \text{ кА.}$$

Амплитудное значение ударного тока определим по формуле (2.12), величина ударного коэффициента $K_y = 1,82$; подставляя числовые значения, получим:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 29,97 = 72,15 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания для точки К2 определим по формуле (2.13), подставляя числовые значения, получим:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 29770 = 335,8 \text{ МВА.}$$

В результате расчетов, произведенных в данном подпункте, определены величины токов короткого замыкания, значения ударных токов и мощностей короткого замыкания. Все эти величины необходимы для дальнейшего выбора электрического оборудования.

2.2.4 Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, средств контроля

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях ведется с помощью контрольно-измерительных приборов.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и место установки могут быть различными. Составим список по оснащению ПС приборами учета и измерений.

В схему проектируемой подстанции необходимо установить следующие приборы:

Для кабельной и воздушной линии 6 кВ: амперметры, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

Для линии 110 кВ: амперметры, ваттметры, варметры, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. Для линий с пофазным управлением устанавливается три амперметра, т.е. по одному на каждую фазу. На линиях с двусторонним питанием ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, два счетчика активной энергии со стопорами.

Цепь понизительного трансформатора: ВН: –, НН: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии.

Сборные шины 110 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений и регистрирующий вольтметр;

Сборные шины 35 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений и регистрирующий вольтметр;

Сборные шины 6 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений.

Цепь секционного или шиносоединительного выключателя: амперметр.

НН трансформатора собственных нужд : амперметр, счетчик активной энергии.

2.2.4.1 Распределительное устройство ВН

Выбор выключателей и разъединителей

На существующей подстанции установлены устаревшие и небезопасные маслонаполненные выключатели МКП-110-М. Данный выключатель заменим

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

на более новый и безопасный элегазовый выключатель типа ВГТ. Сравнение характеристик выключателей приведено в таблице.

Проведем выбор по наибольшему току на ВН – току вводных ЛЭП.

На стороне ВН к установке принимаем элегазовый выключатель ВГТ-110/2000 УХЛ1 (выключатель элегазовый колонковый наружной установки). Каталог приведен в приложении А. С собственным временем отключения $t_{c.в.}=0,0015$. Расчетное время отключения:

$$\tau = t_{3min} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,0015 = 0,0115 \text{ с.} \quad (2.14)$$

где t_{3min} - минимальное время действия релейной защиты .

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для шин 110кВ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.вн} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 25100 \cdot e^{-\frac{0,0115}{0,02}} = 19,98 \text{ кА} \quad (2.15)$$

Завод – изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,45 = 25,45 \text{ кА} \quad (2.16)$$

где $\beta_{ном}$ (допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в токе отключения) определяется по каталогу.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{п.о.вн}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 25,100^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 110,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.17)$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с}$; $t_{р.з.}$ – время действия основной релейной защиты , равное 0,1 с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя ВГТ-110/2000, равное 0,055 с.

На существующей ПС установлены разъединители типа РЛНДЗ–110/1000Н (разъединитель горизонтально-поворотного типа двухколонковый с заземляющими ножами) с электроприводами типа ППрК-1800. Заменяем их на разъединитель типа РДЗ в соответствии с номинальным током выключателя – РДЗ-110/2000Н.УХЛ1.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

Таблица 2.5 – Расчетные и каталожные характеристики выключателей и разъединителей на ВН

Расчетные данные	Каталожные данные			
	Выключатель ВГТ-110/2000	Разъединитель РДЗ–110/2000Н.УХ Л1	Выключатель МКП-110-М(МП)	Разъединитель РЛНДЗ-110/1000Н
$U_{уст} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{кВ}$
$I_{max} = 463\text{А}$	$I_{ном} = 2000\text{ А}$	$I_{ном} = 2000\text{А}$	$I_{ном} = 1000\text{А}$	$I_{ном} = 1000\text{А}$
$I_{ном} = 231\text{ А}$	$I_{ном} = 2000\text{А}$	$I_{ном} = 2000\text{А}$	$I_{ном} = 1000\text{А}$	$I_{ном} = 1000\text{А}$
$i_{a.\tau} = 19,9\text{кА}$	$i_{a.ном} = 25,45\text{кА}$	–	$i_{a.ном} = 18,4\text{ кА}$	–
$I_{п.о} = 25,1\text{ кА}$	$I_{откл} = 40\text{кА}$	$i_{тер} = 31,5\text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5\text{кА}$	$i_{тер} = 25\text{ кА}$
$i_{уд} = 57,1\text{кА}$	$i_{вкл} = 102\text{кА}$	$i_{дин} = 80\text{кА}$	-	$i_{дин} = 63\text{кА}$
$B_k = 110,27\text{кА}^2 \cdot c$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800\text{кА}^2 \cdot c$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977\text{ кА}^2 \cdot c$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1452\text{ кА}^2 \cdot c$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875\text{ кА}^2 \cdot c$

Выбор средств измерения и контроля

Выбор трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до вторичных значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики, управления, сигнализации. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность работающих, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

Первичная обмотка трансформатора тока (ТТ) включается в электрическую цепь последовательно (в рассечку токопровода), а вторичная замыкается на некоторую нагрузку (измерительные приборы и реле), обеспечивая в ней ток, пропорциональный току в первичной обмотке. В ТТ высокого напряжения первичная обмотка изолирована от вторичной (от земли) на полное рабочее напряжение. Один конец вторичной обмотки обычно заземляется. Поэтому она имеет потенциал, близкий к потенциалу земли.

Выбор трансформаторов тока производят по напряжению установки, по току, по конструкции и классу точности; трансформаторы проверяют по электродинамической стойкости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке. Данные расчетов для выбора трансформаторов приведены в таблице 2.6

Таблица 2.6 – Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Трансформатор ТВТ-110/600/5	Трансформатор ТФЗМ-110Б-I УХЛ1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 463,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$B_k = 110,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выберем трансформаторы тока ТВТ-110/600/5 и Трансформатор ТФЗМ-110Б-I УХЛ1. Эти трансформаторы имеют вторичные обмотки с номинальным током $I_2 = 1 \text{ А}$.

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов, остальные предназначены для установки релейной защиты.

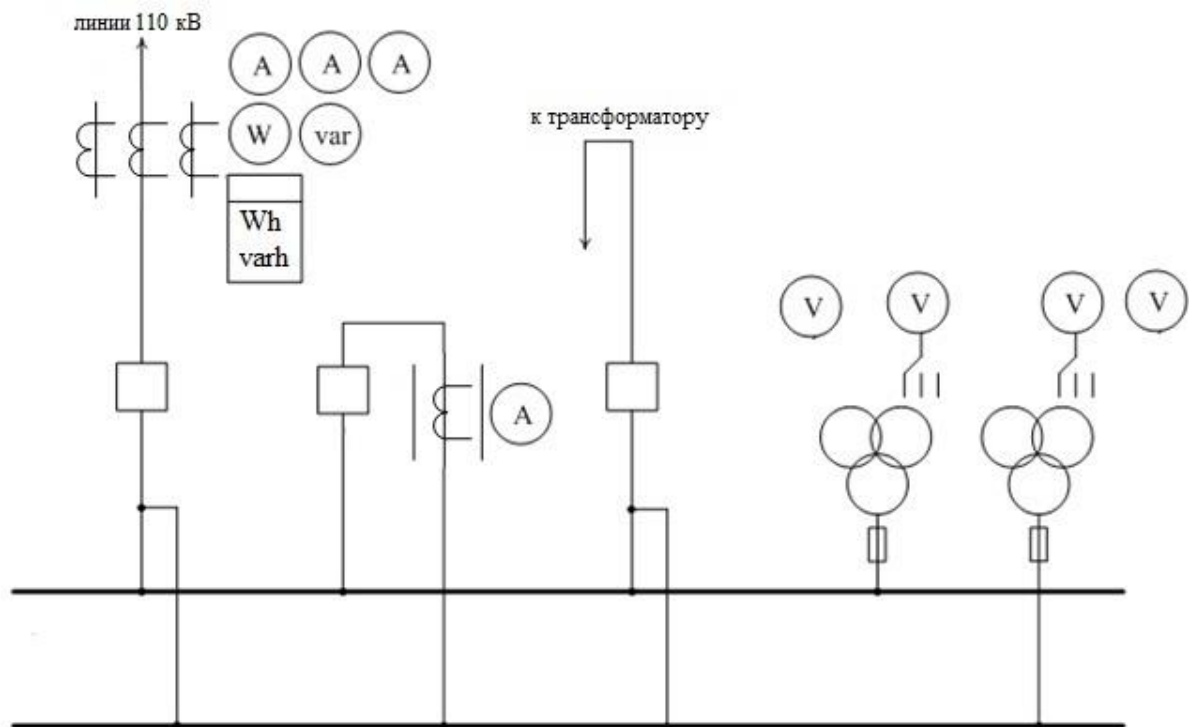


Рисунок 2.5 – Измерительные приборы на стороне ВН

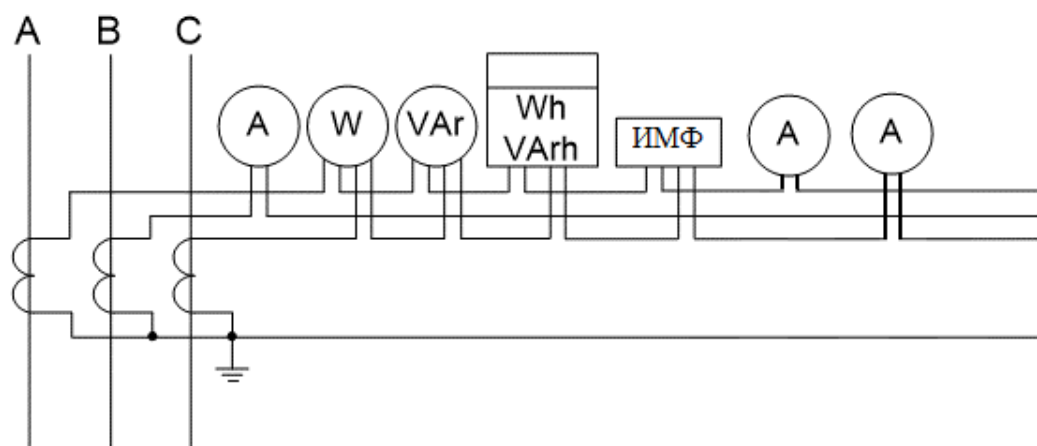


Рисунок 2.6 – Размещение приборов в цепи питающих и транзитных линий

Вторичная нагрузка наиболее загруженного трансформатора тока (на линии 110 кВ) приведена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Вторичная нагрузка загруженного ТТ на ВН

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-365	0,5	-	0,5
Варметр	Д-365	0,5	-	0,5
Счетчик	АРТ	0,5	-	0,5
ИМФ	ЗР	0,5	-	0,5
Итого:		2,5	0,5	2,5

Из таблицы 3 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока на фазах А и С.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом}, \quad (2.18)$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к ТТ;

I_2 - номинальный вторичный ток.

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,1 - 0,1 = 0,2 \text{ Ом}, \quad (2.19)$$

где $z_{2\text{ном}}$ - номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5, равно 0,4 Ом;

$r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом, поскольку число приборов больше 3.

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию механической прочности) не менее 4 мм². Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 110 м, тогда площадь сечения :

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 110}{0,2} = 15,565 \text{ мм}^2, \quad (2.20)$$

где $l_{\text{расч}}$ – длина кабеля.

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ 4х4 (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ пластика, отсутствие защитных покровов) с общим сечением жил 16 мм².

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи шиносоединительного выключателя

На рисунке 2.8 покажем размещение приборов в цепи ШСВ, в таблицу 4 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

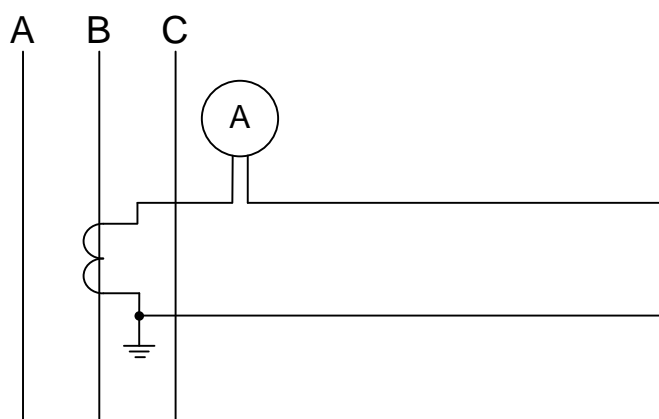


Рисунок 2.8 – Размещение приборов в цепи шиносоединительного выключателя

Таблица 2.8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи шиносоединительного выключателя

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	–	0,5	–
Итого:		–	0,5	–

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}, \quad (2.21)$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к ТТ;

I_2 - номинальный вторичный ток.

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 \text{ Ом}, \quad (2.22)$$

где $z_{2\text{ном}}$ - номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 3, равно 0,4 Ом ;

$r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,05 Ом, поскольку число приборов менее 3.

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию механической прочности) не менее 4 мм² . Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 110 м , тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{конт}}} = \frac{0,0283 \cdot 110 \cdot 2}{0,33} = 18,87 \text{ мм}^2. \quad (2.23)$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ 5х4 (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ пластика, отсутствие защитных покровов) с общим сечением жил 20 мм²

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для питания электроизмерительных приборов. Трансформатор устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям :

- по номинальному напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ ном}}$,

где $S_{2\text{ ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности; $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

Примем к установке трансформаторы типа НКФ – 110 (однофазный, индуктивный, масляный, наружной установки в фарфоровой крышке, каскадный).

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

Трансформаторы имеют две вторичных обмотки: основную на $100/\sqrt{3}$ В и дополнительную на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи - 400 В·А, а для класса точности 1 - 600 В·А.

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 2.9.

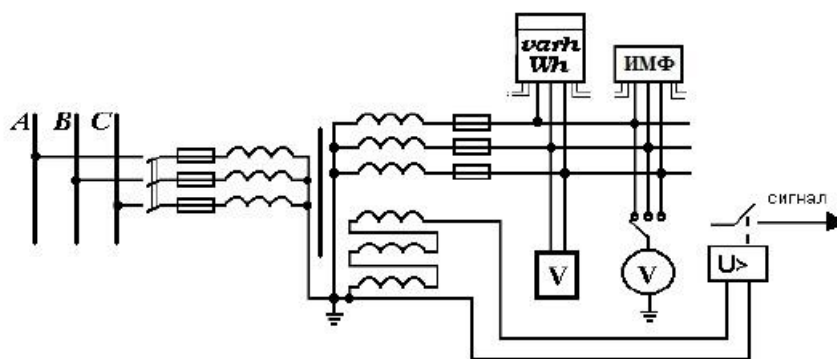


Рисунок 2.9 – Схема включения приборов к ТН

Таблица 2.9 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Ваттметр	ЛЭП 110 кВ	Д-365	1,5	2	1,0	0	9	27,0	-
Варметр		Д-365	1,5	2	1,0	0	9	27,0	-
Счетчик		ART	7,5	3	0,38	0,925	9	76,95	187,31
ИМФ		ЗР	1,5	3	1,0	0	9	40,5	-
Вольтметр	Сборные шины 110 кВ	Э-365	2,0	1	1,0	0	2	4,0	-
Вольтметр с переключением		Н-393	10,0	1	1,0	0	1	10,0	-
Итого:								185,45	187,31

Суммарная мощность равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P^2 + Q^2)} = \sqrt{(185,45^2 + 187,31^2)} = 263,6 \text{ ВА.} \quad (2.24)$$

Суммарная потребляемая мощность 263,6 ВА < 400 ВА, следовательно обеспечит класс точности 0,5.

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм² (по условию механической прочности).

2.2.4.2 Распределительное устройство СН

Выбор выключателей и разъединителей

На существующей подстанции установлены устаревшие и небезопасные маслонаполненные выключатели МКП-35-М. Данный выключатель заменим на более новый и безопасный вакуумный выключатель типа ВР/НС. Сравнение характеристик выключателей приведено в таблице.

Проведем выбор по наибольшему току на СН – току вводных ЛЭП.

На стороне СН к установке принимаем вакуумный выключатель ВР35НС-20/1600 У1 (выключатель с ВДК колонковый наружной установки с электромагнитным приводом). С собственным временем отключения $t_{c.в.}=0,035$.

Расчетное время отключения:

$$\tau = t_{3min} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.} \quad (2.25)$$

где t_{3min} - минимальное время действия релейной защиты.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для шин 35 кВ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.вн} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 25100 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 1,195 \text{ кА.} \quad (2.26)$$

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

Завод – изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,40 = 11,3 \text{ кА}, \quad (2.27)$$

где $\beta_{ном}$ (допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в токе отключения) определяется по каталогу.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{п.о.вн}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 1,195^2 \cdot (0,165 + 0,02) = 11,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.28)$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,065 = 0,165 \text{ с}$; $t_{р.з.}$ – время действия основной релейной защиты, равное 0,1 с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя ВР35НС-20/1600 У1, равное 0,065 с.

На существующей ПС установлены разъединители типа РЛНДЗ–35/1000(600)Н (разъединитель горизонтально-поворотного типа двухколонковый с заземляющими ножами) с электроприводами типа ППрК-1800. Заменяем их на разъединитель типа РДЗ в соответствии с номинальным током выключателя – РДЗ-35/1000Н.УХЛ1.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

Таблица 2.10 – Расчетные и каталожные характеристики выключателей и разъединителей на ВН

Расчетные данные	Каталожные данные			
	Выключатель ВР35НС- 20/1600	Разъединитель РДЗ- 35/1000Н.УХ Л1	Выключатель МКП-35- М(МП)	Разъединитель РЛНДЗ- 35/1000Н
$U_{уст} = 110\text{кВ}$	$U_{НОМ} = 35\text{кВ}$	$U_{НОМ} = 35\text{кВ}$	$U_{НОМ} = 35\text{кВ}$	$U_{НОМ} = 35\text{кВ}$
$I_{max} = 1455\text{А}$	$I_{НОМ} = 1600\text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000\text{А}$	$I_{НОМ} = 600\text{А}$	$I_{НОМ} = 1000\text{А}$
$I_{НОРМ} = 727\text{ А}$	$I_{НОМ} = 1600\text{А}$	$I_{НОМ} = 1000\text{А}$	$I_{НОМ} = 1000\text{А}$	$I_{НОМ} = 1000\text{А}$
$i_{a.\tau} = 1,19\text{кА}$	$i_{a.НОМ} = 11,3\text{кА}$	–	$i_{a.НОМ} = 16,7\text{ кА}$	–
$I_{п.о} = 8\text{ кА}$	$I_{откл} = 20\text{кА}$	$i_{тер} = 25\text{ кА}$	$I_{откл} = 20\text{кА}$	$i_{тер} = 25\text{ кА}$
$i_{y\partial} = 18,3\text{кА}$	$i_{вкл} = 52\text{кА}$	$i_{дин} = 63\text{ кА}$	-	$i_{дин} = 63\text{кА}$
$B_k = 11,3\text{кА}^2 \cdot c$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200\text{кА}^2 \cdot c$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875\text{ кА}^2 \cdot c$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 837\text{ кА}^2 \cdot c$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875\text{ кА}^2 \cdot c$

Выбор средств измерения и контроля

Выбор трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до вторичных значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики, управления, сигнализации. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность работающих, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

Первичная обмотка трансформатора тока (ТТ) включается в электрическую цепь последовательно (в рассечку токопровода), а вторичная замыкается на некоторую нагрузку (измерительные приборы и реле), обеспечивая в ней ток,

пропорциональный току в первичной обмотке. В ТТ среднего напряжения первичная обмотка изолирована от вторичной (от земли) на полное рабочее напряжение. Один конец вторичной обмотки обычно заземляется. Поэтому она имеет потенциал, близкий к потенциалу земли.

Выбор трансформаторов тока производят по напряжению установки, по току, по конструкции и классу точности; трансформаторы проверяют по электродинамической стойкости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке. Данные расчетов для выбора трансформаторов приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Выбор трансформаторов тока на стороне СН

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Трансформатор ТВТ-35/800/5	Трансформатор ТФЗМ-35Б-I УХЛ1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 727 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$
$I_{ном} = 1455 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$B_k = 11,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2883 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2883 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выберем трансформаторы тока ТВТ-35/800/5 и ТФЗМ-35Б-I УХЛ1. Эти трансформаторы имеют вторичные обмотки с номинальным током $I_2 = 1 \text{ А}$.

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов, остальные предназначены для установки релейной защиты.

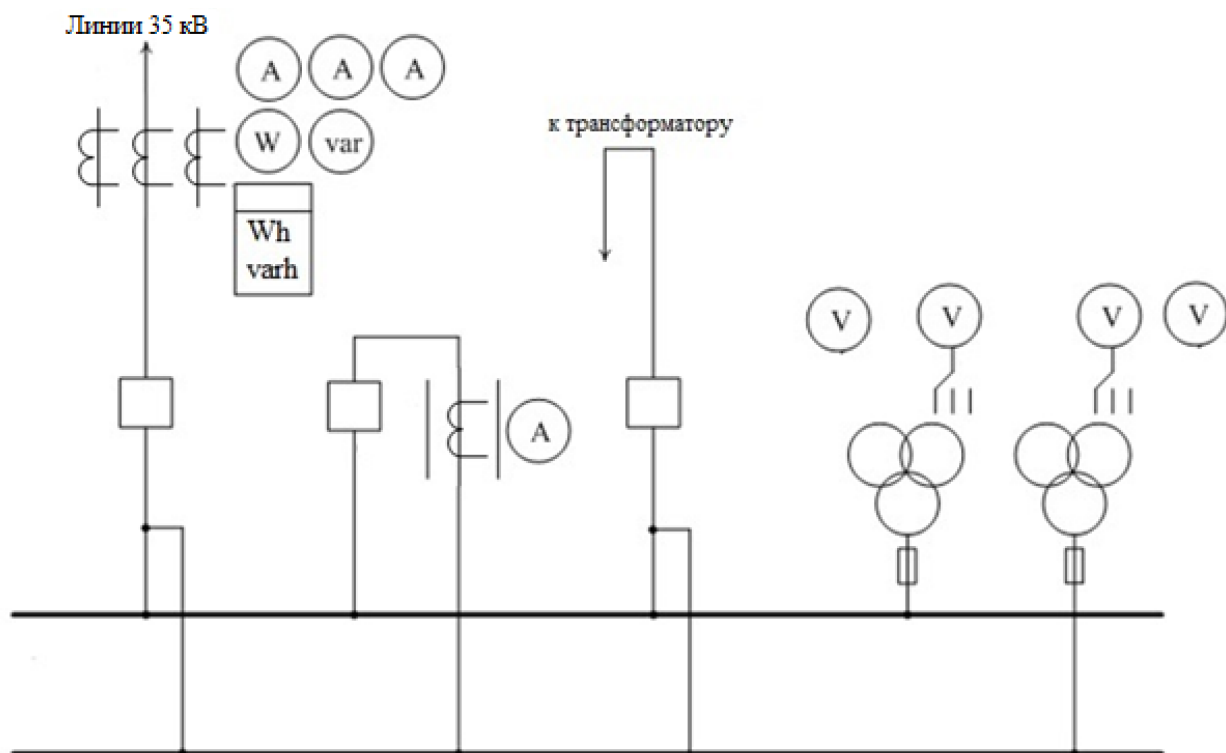


Рисунок 2.10 – Измерительные приборы на стороне СН

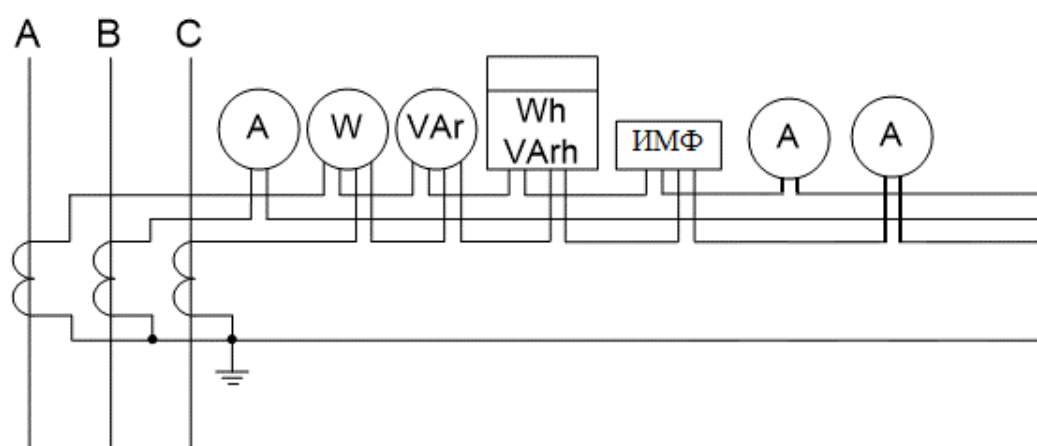


Рисунок 2.11 – Размещение приборов в цепи питающих линий

Вторичная нагрузка наиболее загруженного трансформатора тока (на линии 35 кВ) приведена в таблице 2.12.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР

Лист

50

Таблица 2.12 – Вторичная нагрузка загруженного ТТ на ВН

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-365	0,5	-	0,5
Варметр	Д-365	0,5	-	0,5
Счетчик	АРТ	0,5	-	0,5
ИМФ	ЗР	0,5	-	0,5
Итого:		2,5	0,5	2,5

Из таблицы 2.12 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока на фазах А и С.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом}, \quad (2.29)$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к ТТ;

I_2 - номинальный вторичный ток.

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,1 - 0,1 = 0,2 \text{ Ом}, \quad (2.30)$$

где $z_{2\text{ном}}$ - номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5, равно 0,4 Ом;

$r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом, поскольку число приборов больше 3.

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию механической прочности) не менее 4 мм². Приблизительная длина кабеля для РУ 35 кВ принимается равной 70 м , тогда площадь сечения:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 70}{0,2} = 9,9 \text{ мм}^2, \quad (2.31)$$

где $l_{\text{расч}}$ – длина кабеля.

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ 4х3 (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ пластика, отсутствие защитных покровов) с общим сечением жил 12 мм².

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи шиносоединительного выключателя.

На рисунке 2.12 покажем размещение приборов в цепи ШСВ, в таблицу 2.13 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

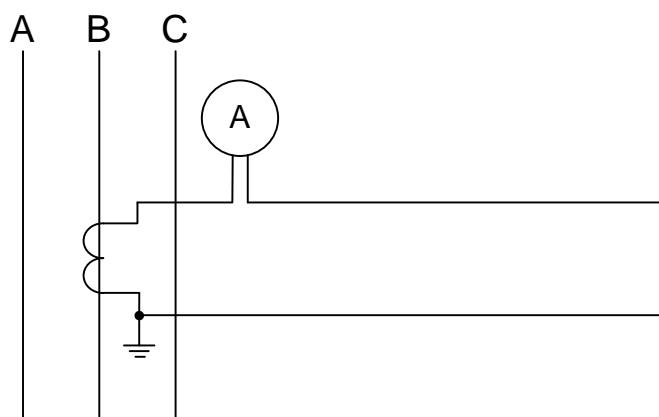


Рисунок 2.12 – Размещение приборов в цепи шиносоединительного выключателя

Таблица 2.13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи шиносоединительного выключателя

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	–	0,5	–
Итого:		–	0,5	–

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}, \quad (2.32)$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к ТТ;

I_2 - номинальный вторичный ток.

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 \text{ Ом}, \quad (2.33)$$

где $z_{2ном}$ - номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 3, равно 0,4 Ом;

$r_{конт}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,05 Ом, поскольку число приборов менее 3.

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию механической прочности) не менее 4 мм². Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 70 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{конт}} = \frac{0,0283 \cdot 70 \cdot 2}{0,33} = 12,00 \text{ мм}^2. \quad (2.32)$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ 3х4 (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ пластика, отсутствие защитных покровов) с общим сечением жил 12 мм².

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для питания электроизмерительных приборов. Трансформатор устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке $S_{2г} \leq S_{2ном}$,

где $S_{2ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности; $S_{2г}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

Примем к установке трансформаторы типа 3*ЗНОМ – 35 (заземляемый, однофазный, индуктивный, масляный, наружной установки в фарфоровом корпусе). Трансформаторы имеют две вторичных обмотки: основную на 100 В. Для

класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи - $150 \text{ В} \cdot \text{А}$, а для класса точности 1 - $250 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 2.14.

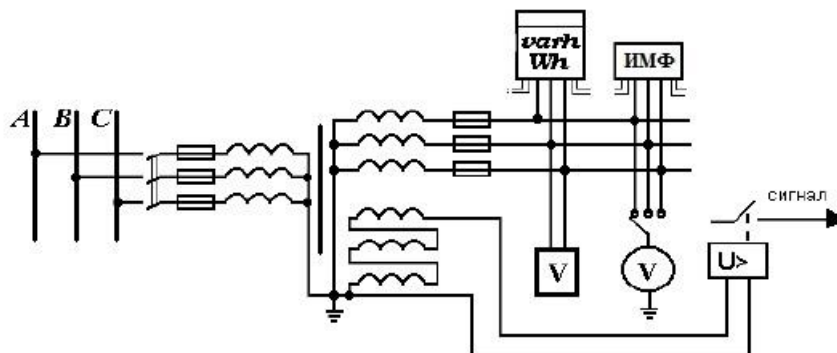


Рисунок 2.13 – Схема включения приборов к ТН

Таблица 2.14 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Ваттметр	ЛЭП 35 кВ	Д-365	1,5	2	1,0	0	10	30,0	-
Варметр		Д-365	1,5	2	1,0	0	10	30,0	-
Счетчик		ART	7,5	3	0,38	0,925	10	85,5	208,125
ИМФ		ЗР	1,5	3	1,0	0	10	45,0	-
Вольтметр	Сборные шины 35 кВ	Э-365	2,0	1	1,0	0	2	4,0	-
Вольтметр с переключением		Н-393	10,0	1	1,0	0	1	10,0	-
Итого:								204,5	208,125

Суммарная мощность равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P^2 + Q^2)} = \sqrt{(204,5^2 + 208,125^2)} = 291,8 \text{ ВА.} \quad (2.32)$$

Суммарная потребляемая мощность 291,8 ВА < 450 ВА, следовательно обеспечит класс точности 0,5.

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм² (по условию механической прочности).

2.2.4.3 Распределительное устройство НН

Сторону РУ НН выполним в виде комплектного распределительного устройства (КРУ). Выбор произведем по токам на НН силового трансформатора в утяжеленном режиме. Ячейки КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Помимо этого, применение КРУ значительно уменьшает трудозатраты и длительность сооружения РУ, а также сокращает и упрощает проектные работы.

Выберем к установке комплектное распределительное устройство серии С-410. Каталог приведен в приложении А. Каталожные данные КРУ С-410 представлены в таблице 2.15.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

Таблица 2.15 – Каталожные данные ячейки КРУ серии С-410

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение КРУ, кВ	6(10)
Наибольшее рабочее напряжение КРУ, кВ	7,2(12)
Номинальный ток главных цепей ячейки и сборных шин КРУ, А	3150
Ток термической стойкости КРУ для промежутка времени 3 с, кА	20
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей ячейки КРУ, кА	102
Ток холостого хода, отключаемый разъединяющими контактами выдвижных элементов, А	0,4

Выбранные ячейки КРУ должны удовлетворять следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (2.32)$$

где $I_{max} = 1924,5$ А – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима на стороне НН трансформатора по расчёту в пункте 2.2; $I_{ном} = 3150$ А – номинальный ток главных цепей ячеек и сборных шин КРУ.

Подставив числовые значения в формулу (2.32), получим:

$$I_{max} = 1924,5 \leq I_{ном} = 3150 \text{ А.}$$

На стороне НН на вводных линиях и между секциями шин произведем выбор по токам на НН силового трансформатора в послеаварийном режиме к установке принимаем вакуумный выключатель ВРС-6-31,5/3150 У3 (выключатель вакуумный с электромагнитным приводом). С собственным временем отключения $t_{с.в.}=0,05$. расчетное время отключения найдем по формуле $\tau = 0,01+0,05$.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы .

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0.нн} \cdot e^{\frac{-0,06}{0,05}} = \sqrt{2} \cdot 29,97 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,05}} = 12,77 \text{ кА.} \quad (2.33)$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 0,4 = 17,819 \text{ кА} \quad (2.34)$$

где $\beta_{ном}$ - максимальное процентное содержание аperiodической составляющей.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{п.о.нн}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 29,97^2 \cdot (0,57 + 0,05) = 557 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.35)$$

здесь $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с}$; $t_{р.з.}$ - время действия токовой защиты, равное 0,5 с; $t_{о.в.}$ - полное время отключения выключателя ВРС-6-31,5/3150, равное 0,07 с.

Таблица 2.16 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВРС-6-31,5/3150 УЗ
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$i_{a,\tau} = 12,77 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 17,82 \text{ кА}$
$I_{п.о} = 29,97 \text{ кА}$	$I_{тер} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 72,15 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 557 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороне НН на отходящих линиях выбор произведем по наибольшему току нагрузки. К установке принимаем вакуумный выключатель ВРС-6-20/1000 УЗ (выключатель вакуумный с электромагнитным приводом). С расчетным временем отключения $\tau = 0,05$.

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.нн} \cdot e^{\frac{-0,06}{0,05}} = \sqrt{2} \cdot 29,97 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,05}} = 12,77 \text{ кА}. \quad (2.36)$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 0,4 = 17,819 \text{ кА.} \quad (2.37)$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{п.о.нн}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 29,97^2 \cdot (0,57 + 0,05) = 557 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.38)$$

здесь $t_{отк} = t_{п.з.} + t_{о.в.} = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с}$; $t_{п.з.}$ – время действия токовой защиты, равное 0,5 с; $t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя ВРС-6-20/1000, равное 0,04 с.

Таблица 2.17 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВРС-6-20/1000 УЗ
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 223 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{a.т} = 12,77 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 17,82 \text{ кА}$
$I_{п.о} = 29,87 \text{ кА}$	$I_{тер} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 72,15 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 557 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателями. Проверка разъединителей КРУ не производится.

Выбор трансформаторов тока в цепи РУ НН

На рисунке 11 показано расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ НН на примере присоединения , трансформатора напряжения и секционного выключателя.

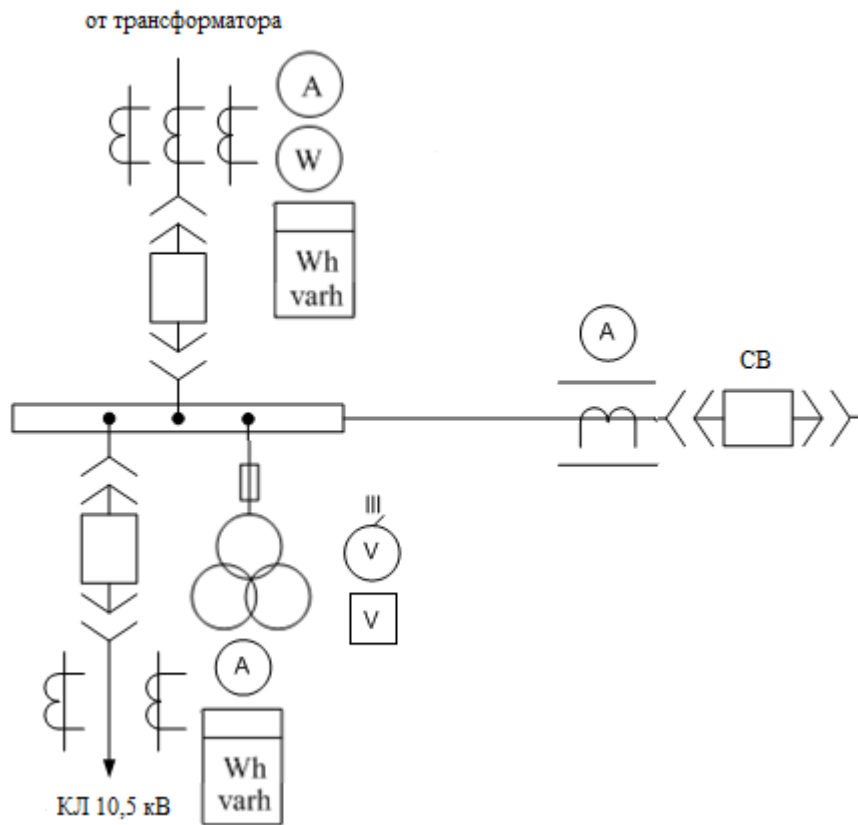


Рисунок 2.14 – Расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ НН

В шкафу КРУ устанавливаются трансформаторы тока. В вводных ячейках и в ячейке секционного выключателя выбираем трансформаторы тока ТШЛ-10-3000-0,5/10Р (трансформатор тока шинный, с литой изоляцией, для КРУ). В ячейках отходящих линий выбираем трансформаторы тока ТПЛК-10-300-0,5/10Р (трансформатор тока проходной, с литой изоляцией, для КРУ). Сведем данные в таблицы 2.18 и 2.19 и сравним их с расчетными.

Таблица 2.18 – Выбор трансформаторов тока на вводных и секционных ячейках

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТШЛ-10-3000-0,5/10Р
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$
$i_y = 72,15 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 557 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_T * I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} = 6750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 2.19 – Выбор трансформаторов тока на отходящих ячейках

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТПЛК-10-300-0,5/10Р
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 223 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$i_y = 72,15 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 557 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_T * I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для каждого трансформатора тока.

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке на стороне НН силового трансформатора:

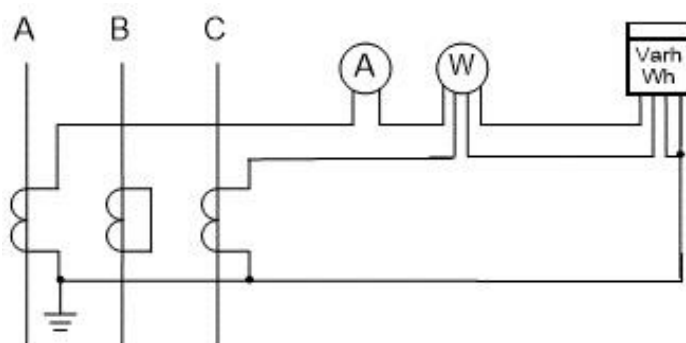


Рисунок 2.15 – Размещение приборов на стороне НН силового трансформатора

Таблица 2.20 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне НН трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик	ART	0,5	-	0,5
Итого:		1,5	0	1

По таблице 2.20 видим, что наиболее загружены ТТ на фазах А и С.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом.} \quad (2.39)$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,06 - 0,05 = 0,29 \text{ Ом,} \quad (2.40)$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов , принимаем равным 0,05 Ом.

Приблизительная длина кабеля для цепей РУ 6 кВ кроме линий к потребителям принимается равной 40 м , длина кабеля для линий 6 кВ к потребителям принимается равной 4 м , тогда сечение равно:

$$q_{\text{ТШЛ10}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{конт}}} = \frac{0,0283 \cdot 44 \cdot \sqrt{3}}{0,64} = 7,44 \text{ мм}^2. \quad (2.41)$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 6 мм².

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи секционного выключателя.

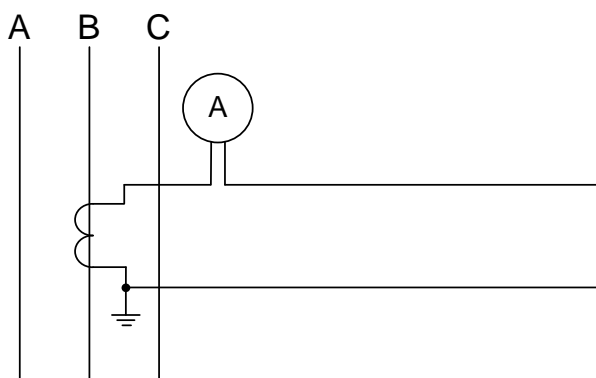


Рисунок 2.16 – Размещение приборов в цепи секционного выключателя

Таблица 2.21 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи шинно-соединительного выключателя

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	–	0,5	–
Итого:		–	0,5	–

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.} \quad (2.42)$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 \text{ Ом.} \quad (2.43)$$

Сечение равно:

$$q_{\text{ТПЛК10}} = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 40 \cdot \sqrt{3}}{0,33} = 5,94 \text{ мм}^2. \quad (2.44)$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 6 мм².

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи потребителей линий

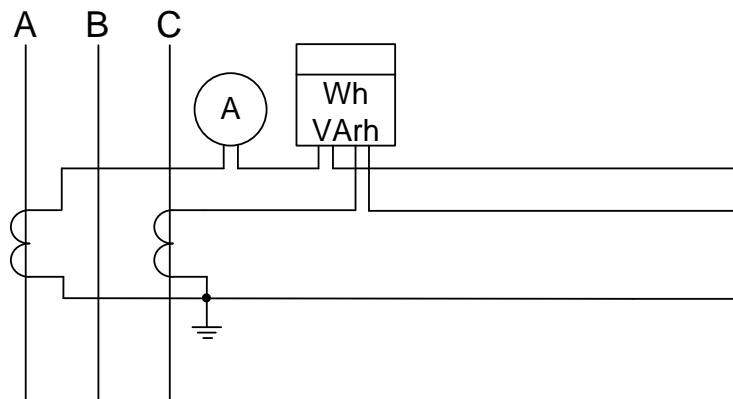


Рисунок 2.15 – Размещение приборов в цепи потребительских линий

Таблица 2.22 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне НН трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Счетчик	ART	0,5	-	0,5
Итого:		1	0	1

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.} \quad (2.45)$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{контактов}} = 0,4 - 0,04 - 0,05 = 0,31 \text{ Ом.} \quad (2.46)$$

Сечение равно:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot \sqrt{3}}{0,31} = 0,633 \text{ мм}^2. \quad (2.47)$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм².

Трансформаторы напряжения

Примем к установке трансформаторы напряжения типа НАМИ-6-95 (трансформатор напряжения; антирезонансный, естественная циркуляция воздуха и масла; для контроля изоляции и сети). Трансформаторы имеют основную вторичную обмотку на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 120 ВА, а для класса точности 1 - 200ВА.

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке.

Таблица 2.23 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Вольтметр (сборные шины)	Э-365	2,0	1	1,0	0	1	2,0	-	
Вольтметр с переключением	Н-393	10	1	1,0	0	1	10	-	
Ваттметр	Ввод 10 кВ	Д-365	1,5	2	1,0	0	1	3,0	-
Счетчик		ART	7,5	3	0,38	0,925	1	8,55	20,8
Счетчик	ЛЭП и КЛ 10 кВ	ART	7,5	3	0,38	0,925	6	51,3	124,9
Итого:								74,85	145,7

Суммарная мощность равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P^2 + Q^2)} = \sqrt{(74,85^2 + 145,7^2)} = 163,8 \text{ ВА} \quad (2.48)$$

Три трансформатора напряжения, соединенных в звезду, имеют мощность 3x120= 360 ВА, что больше мощности вторичной нагрузки. Таким образом трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм²

Трансформатор напряжения подсоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN-001-6У3 и втычной разъединитель.

Токоведущие части РУ НН

Соединение трансформатора с КРУ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В КРУ ошиновка и сборные шины выполняются сборными алюминиевыми шинами.

Выберем токопровод для соединения трансформатора с КРУ.

Проверка выполняется по следующим параметрам:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$I_{max} \leq I_{ном},$$

$$i_y \leq i_{дин},$$

Выбираем токопровод ТЗК-10-3150-128 УХЛ1, параметры которого сведены в таблицу 2.24.

Таблица 2.25 – Параметры токопровода

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150$
$i_y = 71,25 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$

2.3 Разработка схемы питания собственных нужд

2.3.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд (СН) зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Это могут быть оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, электродвигатели компрессоров, освещение, электроотопление помещений, электроподогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов,

установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения и т.д..

Определим основные нагрузки собственных нужд реконструируемой подстанции и составим таблицу 2.26.

Таблица 2.26 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Потребитель	Установленная мощность		
	Мощность на единицу, кВт	Количество	Всего, кВт
Охлаждение ТДТН-63000/110/35/6	4,5	2	9
Подогрев выключателей ВГТ-110-2000	1,6	12	19,2
Подогрев выключателей ВР35НС-20/1600	0,5	13	6,5
Подогрев приводов разъединителей РДЗ–110/2000Н.УХЛ1	0,6	40	24
Подогрев приводов разъединителей РЛНДЗ-35/1000Н	0,6	26	15,6
Отопление , освещение и вентиляция ОПУ	80	–	80
Подогрев ячеек КРУ	1,0	22	22
Освещение ОРУ 110/35/6 кВ	10,0	–	10,0
Маслохозяйство	150	1	150
ЗПА	15,2	2	30,4
ИТОГО	366,7		

Расчётная нагрузка собственных нужд равна:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot P = 0,8 \cdot 366,7 = 293,36 \text{ кВА}, \quad (2.49)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0,8$.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Выбор трансформаторов собственных нужд

По условиям надёжности электроснабжения потребителей собственных нужд заменим два понижающих трансформатора собственных нужд ТМГ-100/6-0,4 на ТМ-250/6-0,4. Мощность одного трансформатора с.н. определяется по формуле:

$$S_m = \frac{S_{расч}}{k_n} = \frac{293,36}{1,4} = 209,5 \text{ кВА}, \quad (2.50)$$

где $k_n = 1,4$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

Примем к установке силовые трансформаторы типа ТМ–250/6-0,4.

Каталожные данные представлены в таблице 2.27.

Таблица 2.27 – Каталожные данные трансформаторов типа ТМ–250/6-0,4

Обозначение	Наименование	Размерность	Величина
$S_{T \text{ ном}}$	Номинальная мощность, кВА	кВ·А	250
$U_{T \text{ ном}}^{BH}$	Номинальное напряжение обмоток ВН, кВ	кВ	6
$U_{T \text{ ном}}^{HH}$	Номинальное напряжение обмоток НН, кВ	кВ	0,4
$u_{K\%}$	Напряжение короткого замыкания, %	%	4,5
–	Схема и группа соединения обмоток	–	Y/Y _H -0
ΔP_K	Потери короткого замыкания, кВт	кВт	3,7
ΔP_0	Потери холостого хода, кВт	кВт	0,74
I_0	Ток холостого хода, %	%	2,3

Определим ток на стороне ВН ТСН:

$$I_{ТСН.ВН} = 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ.ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т}} = 1,4 \cdot \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 33,68 \text{ А}, \quad (2.51)$$

где $S_{НОМ.Т.СЛ}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА;

$U_{НОМ.Т}$ – номинальное напряжение трансформатора на высокой стороне.

Для подключения ТСН к сборным шинам КРУ выберем ПКТ-102-7,2-40-31,5 УЗ предохранитель с кварцевым наполнителем для защиты силовых трансформаторов. Каталог приведен в приложении А.

					<i>И-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 2.28 – Расчетные и каталожные данные ПКТ для ТСН

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 6\text{кВ}$	$U_{ном} = 7,2\text{кВ}$
$I_{тсн.вн} = 33,68\text{ А}$	$I_{ном} = 40\text{ А}$
$I_{п.о} = 20,85\text{ кА}$	$I_{отк} = 31,5\text{ кА}$

2.3.2 Выбор схемы питания собственных нужд подстанции

На электрических подстанциях 35-220 кВ и выше для электропитания вспомогательных механизмов, агрегатов и других потребителей собственных нужд (с.н.) применяются довольно развитые схемы электрических соединений. Основными потребителями собственных нужд трансформаторных подстанций могут являться:

- оперативные цепи переменного и выпрямленного тока,
- система охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов),
- устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН),
- система охлаждения и смазки подшипников синхронных компенсаторов,
- водородные установки,
- зарядные и подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей,
- освещение (аварийное, внутреннее, наружное, охранное),
- устройства связи и телемеханики,
- насосные установки,
- компрессорные установки и их автоматика для воздушных выключателей и других целей,
- устройства электроподогрева помещений аккумуляторных батарей, выключателей, разъединителей и их приводов, ресиверов, КРУН, различных шкафов наружной установки,
- бойлерная, дистилляторы, вентиляция и др..

Поэтому при выборе схем электрических соединений собственных нужд подстанций предусматриваются меры, повышающие их надежность: установка

на подстанции не менее двух трансформаторов собственных нужд (обычно не больше 560 или 630 кВА), секционирование шин собственных нужд. Применение автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе, резервирование со стороны высшего напряжения (с. н.) и др..

Вариант исполнения схемы собственных нужд представлен на рисунке 2.16.

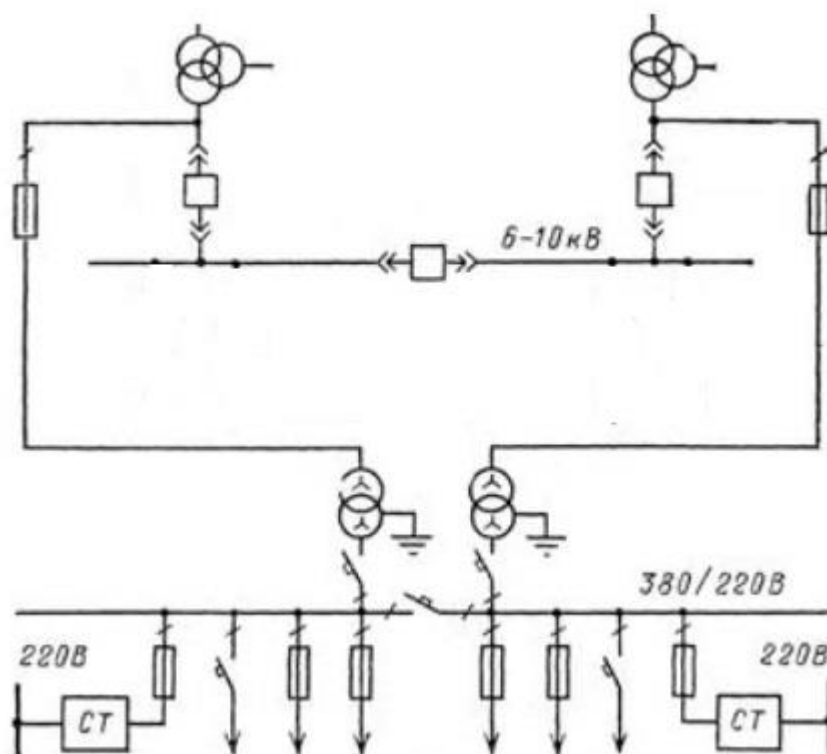


Рисунок 2.16 – Схема собственных нужд подстанции

2.4 Выбор аккумуляторной батареи

2.4.1 Расчет аккумуляторной батареи

На подстанциях 110 – 330 кВ, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядно-подзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда .

На подстанциях 110 кВ устанавливается одна АБ и два ЗПА.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{ш \max}}{U_{пз}} = \frac{230}{2,23} = 103, \quad (2.52)$$

где n_0 – число основных элементов в батарее;

$U_{ш \max} = 230$ В – максимальное напряжение на шинах батареи;

$U_{пз} = 2,23$ В – напряжение на элементе в режиме подзаряда для аккумуляторов типа VARTA.

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе $U_{пз \max} = 2,35$ В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{U_{ш \max}}{U_{пз \max}} = \frac{230}{2,35} = 98. \quad (2.53)$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе $U_{пз \min} = 1,75$ В, а на шинах не ниже номинального $U_{ш \min} = 220$ В к шинам подключается общее число элементов:

$$n = \frac{U_{ш \min}}{U_{пз \min}} = \frac{220}{1,75} = 125. \quad (2.54)$$

К ЗПА присоединяется:

$$n_{зп} = n - n_{\min} = 125 - 98 = 27 \text{ элементов.}$$

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей $I_{п}$ и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей подключаемых в аварийном режиме.

Для проектируемой подстанции 110 кВ примем следующие значения: постоянно включенные нагрузки – 15 А; временная нагрузка – 65 А.

Для аккумуляторов типа VARTA тип определяют по допустимому току разряда при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав} = 1,05 \cdot (15 + 65) = 84 \text{ А.} \quad (2.55)$$

где $I_{ав} = I_{п} + I_{вр}$ – нагрузка установившегося получасового аварийного разряда, А.

По таблице характеристики элементов VARTA bloc выбираем тип аккумуляторной батареи – Vb 2305. Характеристика элементов выбранного типа батареи представлена в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Характеристика элементов VARTA bloc 2305

Режим разряда, ч	1,0	0,5	30''...0''
Разрядный ток, А	145,0	222,5	650,0

Произведём проверку выбранной аккумуляторной батареи по наибольшему толчковому току:

$$I_{\text{разр}(30'')} = 650 \geq I_{\text{T max}} = (15 + 65) + 3 = 83 \text{ А.} \quad (2.56)$$

где $I_{\text{разр}(30'')} = 650 \text{ А}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{\text{T max}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}}$ – максимальный толчковый ток, А;

$I_{\text{пр}} = 3 \text{ А}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей типа ВГТ-110, включающихся в конце аварийного режима.

Выполним проверку батареи по допусжаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока:

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{\text{p}(k=1)} = \frac{T_{\text{Tmax}}}{k} = \frac{83}{5} = 16,6 \text{ А,} \quad (2.57)$$

где $k = 5$ – количество пластин в аккумуляторе типа Vb 2305.

Определим величину остаточного напряжения на шинах батареи:

$$U_{\text{ост}} = U_{\text{p}} \cdot n = 1,75 \cdot 125 = 218,75 \text{ В,} \quad (2.58)$$

где U_{p} – напряжение на аккумуляторе с пластинами емкостью 50 А·ч при токе разряда в расчёте на одну пластину $I_{\text{p}(k=1)}$, В.

Тогда относительное напряжение (%) составит:

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{U_{\text{p}} \cdot n}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{125 \cdot 1,75}{220} \cdot 100\% = 99,43\%, \quad (2.59)$$

где $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$ – номинальное напряжение на шинах батареи.

Полученное значение укладывается в допустимые пределы.

2.4.2 Определение мощности подзарядного и зарядного устройства

Ток подзарядного устройства для аккумуляторов типа Varta с пластинами ёмкостью 50 А·ч определяется по формуле:

$$I_{пз} = 1,025 \cdot k + I_n = 1,025 \cdot 5 + 15 = 20,125 \text{ А.} \quad (2.60)$$

Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0 = 2,23 \cdot 103 = 229,69 \text{ В.} \quad (2.61)$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз} = 229,69 \cdot 20,125 = 4,623 \text{ кВт.} \quad (2.62)$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_з = 5 \cdot k + I_n = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ А.} \quad (2.63)$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_з = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.} \quad (2.64)$$

Мощность зарядного устройства:

$$P_з = U_з \cdot I_з = 343,75 \cdot 40 = 13,75 \text{ кВт.} \quad (2.66)$$

Выбираем зарядно-подзарядное устройство типа ВАЗП 380/260-40/80 (выпрямительный агрегат зарядный подзарядный) мощностью 15,2 кВт на номинальный выходной ток 40...80 А.

Вывод по разделу 2

Результатом данного раздела стала реконструкция подстанции «Миасс» 110/35/6 кВ. В ходе работы выбрано современное силовое оборудование, аккумуляторная батарея, средства контроля, измерений и учета электроэнергии по каталогам заводов-изготовителей, доступных на российском рынке.

Выбранное оборудование было проверено по расчетным условиям: по электродинамической стойкости, по термической стойкости и др.

Для иллюстрации возможного применения проекта по реконструкции сделана графическая часть – главная схема электрических соединений ПС «Миасс» 110/35/6 кВ и план РУ ВН, РУ СН, разрез по одной из ячеек РУ ВН и РУ СН, общий вид подстанции – выполнены на листах формата А1.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

3 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС «МИАСС»

3.1 Выбор видов релейной защиты и автоматики объектов реконструируемой подстанции

3.1.1 Кабельная линия 6 кВ

В соответствии с п. 3.2.91 для КЛ 6 кВ предусматриваются УРЗ от многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю.

Защита от КЗ применяется в двухфазном исполнении и включается в одни и те же фазы сети одного класса напряжения.

Современные УРЗА имеют три и более ступеней токовой защиты, для защиты от коротких замыканий применим трехступенчатую токовую защиту:

- 1) Токовая отсечка;
- 2) Токовая отсечка с выдержкой времени;
- 3) МТЗ.

Для уменьшения времени отключения КЗ в начале линии установим МТЗ с зависимой выдержкой времени.

Для защиты от ОЗЗ в соответствии с п. 3.2.96 применяется:

- 1) Селективная защита с действием на сигнал;
- 2) Селективная защита с действием на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;
- 3) Устройства контроля изоляции, отыскание поврежденного присоединения осуществляется специальным устройством.

При компенсированном режиме работы нейтрали следует устанавливать микропроцессорные устройства относительного замера, определяющие поврежденное соединение при ОЗЗ.

Все устройства защиты для КЛ 6 кВ представлены в таблице 3.1.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

Таблица 3.1 – Виды РЗА КЛ 6 кВ

Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита от КЗ	
Токовая отсечка	Без выдержки времени
Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна ступени селективности
Максимальная токовая защита	С зависимой выдержкой времени
Защита от однофазных замыканий на землю	
Централизованная токовая	С действием на сигнал
Защита от дуговых замыканий	-
УРОВ	-

3.1.2 Трансформатор 6/0,4 кВ

В соответствии с п. 3.2.5 на трансформаторах 6/0,4 кВ применяют защиты от:

- 1) Междофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- 2) Однофазных КЗ в обмотке и на выводах 0,4 кВ;
- 3) Витковых замыканий в обмотках;
- 4) Токов от внешних КЗ;
- 5) Токов перегрузки;
- 6) Понижения уровня масла;

От междофазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, понижения уровня масла по 3.2.53 для масляных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и снижении уровня масла, при увеличении газообразования и снижения уровня масла – отключение.

От повреждений на выводах и внутренних повреждениях по п. 3.2.54 применяется токовая отсечка без выдержки времени со стороны 6 кВ, отключающая при срабатывании выключателя с обеих сторон трансформатора.

Для защиты от токов, вызванных внешними КЗ в соответствии с п. 3.2.59-3.2.61 устанавливается МТЗ с действием на отключение со стороны 6 кВ.

Защита от однофазных 0,4 кВ по п. 3.2.66 осуществляется с помощью МТЗ на стороне 6 кВ или специальной защиты нулевой последовательности. Второй случай проявляется при недостаточной чувствительности МТЗ на стороне 6 кВ, ПО защиты по току подключается к трансформатору тока в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ.

В соответствии с п. 9.14.4 в ячейке КРУ присоединения трансформатора устанавливается ЗДЗ и УРОВ.

Сведем в таблицу все устройства защиты для трансформатора 6/0,4 кВ в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Виды РЗА трансформатора 6/0,4 кВ

Вид РЗА	Примечание
Газовая защита (РГТ-50)	2-х ступенчатая (сигнал и отключение)
ТО	Двухфазная двухрелейная
МТЗ	Двухфазная двухрелейная
Защита от 1-ф КЗ на стороне 0,4 кВ	На отключение со стороны ВН
Защита от перегрузки	На сигнал
ЗДЗ	С контролем тока ввода
УРОВ	На отключение рабочего и резервного ввода

3.1.3 Вводной выключатель 6 кВ

В соответствии с п. 9.14.1 [8] на вводных выключателях РУ 6 кВ применяют:

- 1) МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
- 2) ЗДЗ;
- 3) Защита минимального напряжения (ЗМН);
- 4) УРОВ.

В таблице 3.3 представлены все устройства защиты для ВВ.

Таблица 3.3 – Виды РЗА вводного выключателя 6 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	На вводе секций ПС схема – полная звезда, прочих РУ – неполная звезда
ЗМН	На отключение
ЗДЗ	На отключение со стороны ВН трансформатора
УРОВ	С контролем тока ввода

3.1.4 Секционный выключатель 6 кВ

В соответствии с п.9.14.2 на секционных выключателях РУ устанавливают:

- 1) МТЗ;
- 2) АВР;
- 3) ЗДЗ;
- 4) УРОВ.

В таблице 3.4 приведены все устройства защиты для секционного выключателя.

Таблица 3.4 – Виды РЗА секционного выключателя 6 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	От КЗ. по схеме неполная звезда с доп. реле
АВР	-
ЗДЗ	-
УРОВ	-

3.1.5 шины 6 кВ

В соответствии с п. 9.14.3 на каждой секции шин 6-35 кВ устанавливается:

- 1) ЗДЗ;
- 2) Логическая защита шин (ЛЗШ) для ускорения отключения КЗ при отсутствии дифференциальной защиты шин (ДЗШ);
- 3) УКИ.

В сети с компенсированной нейтралью, согласно п. 2.3.9 вместе с неселективной сигнализацией ОЗЗ (УКИ) устанавливается централизованная селективная сигнализация ОЗЗ, которая подключается к ТНП всех присоединений секции или шин и работает по принципу относительного замера.

В соответствии с п. 5.6 к ТН шин НН ПС подключаются устройства АЧР и частотного АПВ, входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ), которые отключают часть нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистеме и автоматически подключают ранее отключенную нагрузку при восстановлении частоты.

Все устройства защиты для шин 6 кВ представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Виды РЗА секции шин 6 кВ

Вид РЗА	Примечание
ЗДЗ	С контролем тока вводов
ЛЗШ	Совместное действие терминалов НН
УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ

АЧР/ЧАПВ	На ТН секции (отключает часть нагрузки при аварийном снижении частоты, подключает нагрузку назад при восстановлении частоты)
Централизованная сигнализация ОЗЗ	Действует по принципу относительного замера

3.1.6 Трансформатор 110/35/6 кВ

По п. 3.2.51 для трансформаторов 110/35/6 кВ предусматривается защиты от:

- 1) Междофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- 2) Однофазных КЗ в обмотке и на выводах 110 кВ;
- 3) Витковых замыканий в обмотках;
- 4) Токов от внешних КЗ;
- 5) Токов перегрузки;
- 6) Понижения уровня масла.

От междофазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, понижения уровня масла по п. 3.2.53 для масляных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и снижении уровня масла, при увеличении газообразования и снижения уровня масла – на отключение.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле устанавливается отдельное газовое реле или реле давления.

Для защиты избирателей РПН в отдельном баке устанавливается отдельное газовое реле.

В соответствии с трансформаторы должны быть оборудованы газовым реле основного бака и струйным защитным реле отдельного бака РПН завод-изготовителем.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

Для защиты от повреждений на выводах и внутренних повреждениях в соответствии с п. 3.2.54 устанавливается продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени. Согласно п. 3.2.55 в зону действия дифференциальной защиты входят соединения трансформаторов со сборными шинами.

Дополнительно устанавливается дифференциальная защита реактора так, чтобы зоны действия дифференциальной защиты трансформатора и реактора перекрывались.

Для защиты от токов внешнего междуфазного КЗ устанавливается МТЗ с пуском по напряжению (для повышения чувствительности) по п. 3.2.59. В соответствии с п. 3.2.61 на трансформаторах многообмоточных, присоединенных тремя и более выключателями, со всех сторон трансформатора; допускается не устанавливать защиту на одной из сторон трансформатора, а выполнять ее на стороне основного питания, так чтобы она с меньшей выдержкой времени отключала выключатели с той стороны, на которой защита отсутствует трансформаторах.

Для защиты от перегрузки в соответствии с п. 3.2.69 предусматривается МТЗ с действием на сигнал.

Для трансформаторов, оснащенных РПН, устанавливается устройство автоматического регулирования коэффициента трансформации п.3.3.61.

В соответствии с п. 3.2.18 для резервирования отказа выключателей на стороне 110 кВ устанавливается УРОВ.

По требованиям п. 9.7 на трансформаторах 35-220 кВ устанавливается:

- 1) Один комплект дифференциальной токовой защиты;
- 2) Газовая защита;
- 3) Защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- 4) Резервные защиты на сторонах ВН и СН (при трехобмоточном трансформаторе);
- 5) Автоматика регулирования РПН;
- 6) Защита от перегрузки.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

Газовое и струйное реле в соответствии с п. 9.7.2 должны действовать через устройство дифференциальной защиты и устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащать данные реле двумя отключающими контактами).

Резервная защита на стороне ВН выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 110 кВ и выше в соответствии с п. предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений. УРОВ реализуется 2-ух ступенчатым действием:

- 1) Без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;
- 2) С выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

Все данные по защите трансформатора сведем в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Виды РЗА трансформатора 110/35/6 кВ

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых КЗ
Газовая защита	От понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-релейная с независимой выдержкой времени
Резервная защита СН	Как для ВН
Защита от перегрузки	От токов перегрузки с независимой выдержкой времени и действием на сигнал. Для НН1 и НН2
Автоматика регулирования РПН	Регулирует коэффициент трансформации

Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей ВН
УРОВ	Каждого из выключателей ВН

3.1.7 ВЛ 110 кВ

Для тупиковой подстанции УРЗА устанавливается со стороны питания (на существующей подстанции).

В соответствии с п. 3.2.106 для ВЛ должны быть предусмотрены УРЗ от междуфазных и однофазных КЗ.

Основная и резервная защиты выполняется в виде КСЗ (комплект ступенчатых защит) с двумя ступенями защит: основная – токовая направленная, резервная – ТО и МТЗ в соответствии с п. 9.9.6 .

На ВЛ с двусторонним питанием согласно п.3.2.110 от междуфазных КЗ устанавливается ступенчатая дистанционная защита (ДЗ) и токовая отсечка в качестве дополнительной защиты. От однофазных КЗ предусматривается трехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности.

По п. 3.3.2 на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ.

По п. 3.2.10 на ВЛ с двусторонним питанием предусматривается АПВ с улавливанием синхронизма.

По п. 3.2.18 на выключателях ВЛ 110-220 кВ предусматривается УРОВ.

На ВЛ с двусторонним питанием согласно п. 9.9.1 устанавливаются две независимые защиты от всех видов повреждения:

- 1) Быстродействующая защита с абсолютной селективностью;
- 2) Комплект ступенчатых защит (КСЗ).

В качестве основной защиты применяется:

- 1) Продольная дифференциальная защита (ДЗЛ);
- 2) Дифференциально-фазная защита (ДФЗ);
- 3) Защита с высокочастотной блокировкой;
- 4) КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов;

Для связи между полуккомплектами основной защиты используются:

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

- 1) Высокочастотные каналы связи (ВЧКС);
- 2) Кабельные линии связи (КЛС);
- 3) Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС)

При применении связи по ВОЛС предпочтение следует отдавать ДЗЛ.

В таблицу 3.7 сведем принятые к установке виды РЗА для ВЛ с двусторонним питанием.

Таблица 3.7 – Виды РЗА ВЛ 110 кВ

Вид РЗА	Примечание
Основная защита	
ДЗЛ	С ВОЛС
КСЗ	3 ступени ДЗ от м/ф КЗ, 4 ступени ТНЗНП от о/ф КЗ
Резервная защита	
Дистанционная защита	Три ступени, от м/ф КЗ
ТНЗНП	Четыре ступени, от о/ф КЗ
Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
ТАПВ	Однократное, с контролем напряжения и синхронизма
УРОВ	Для каждого выключателя

3.2 Выбор типоразмера устройств РЗИА объектов реконструируемой подстанции, РУ и ячеек питающих линий на существующей подстанции

В качестве производителя терминалов РЗА выбираем ООО НПП «ЭКРА», так как терминалы этой фирмы подходят по допустимым значениям и являются наиболее дешевыми на рынке.

3.2.1 Типоисполнение УРЗА КЛ 6 кВ

В соответствии с необходимыми функциями РЗА на КЛ 6 кВ установим терминал БЭ2502А1003-61Е2 УХЛЗ.1. Данный терминал выполняет все необходимые функции, представленные в таблице 3.1.

3.2.2 Типоисполнение УРЗА 6 кВ

В соответствии с необходимыми функциями РЗА на трансформатор 10/0,4 кВ установим терминал ЭКРА 217 0203. Данный терминал выполняет все необходимые функции, представленные в таблице 3.2.

3.2.3 Типоисполнение УРЗА вводного выключателя 6 кВ

В соответствии с необходимыми функциями РЗА на ВВ 6 кВ установим терминал БЭ2502А0301. Данный терминал выполняет все необходимые функции, представленные в таблице 3.3.

3.2.4 Типоисполнение УРЗА секционного выключателя 6 кВ

В соответствии с необходимыми функциями РЗА на ВВ 6 кВ установим терминал БЭ2502А0201. Данный терминал выполняет все необходимые функции, представленные в таблице 3.4.

3.2.5 Типоисполнение УРЗА ячейки ТН 6 кВ

В соответствии с необходимыми функциями РЗА на ТН 6 кВ установим терминал БЭ2502А0402. Данный терминал выполняет все необходимые функции, представленные в таблице 3.5.

3.2.6 Типоисполнение УРЗА трансформатора ТДТН-63/110 производство ЗАО «Радиус Автоматитка»

Таблица 3.8 - требования к составу РЗА трансформатора 110 кВ ,

Комплект РЗА	
1 комплект	Основные защиты трансформатора : ДЗТ
2 комплект	Резервные защиты трансформатора : МТЗ
3 комплект	Автоматика РПН
4 комплект	Автоматика и управление выключателем (АУВ) ВН

Оборудование РЗА присоединений 110 кВ ПС размещается в шкафах и устанавливается на ОПУ. Исполнение шкафов ШЭРА-ДЗТТ-РН-2002- Шкаф основных защит и регулирования напряжения трехобмоточного трансформатора, содержит два МПА УРЗА: комплект автоматики РПН – Сириус-2-РН.

3.3 Расчет уставок устройств РЗА некоторых объектов реконструируемой на существующей подстанции «Миасс»

3.3.1 Трансформатор 110/35/6 кВ

Первичный номинальный ток ВН:

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (3.1)$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 213,46 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{20000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 962,25 \text{ А}.$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН:

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (3.2)$$

$$I_{\text{НОМ.ТТ.НН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 442,8 \text{ А}.$$

Выбираем ТТ ТВТ-110/600/5 с $n_{\text{Т}} = \frac{600}{5}$.

Выбираем ТТ ТШЛ-10 фирмы производителя ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» с $n_{\text{Т}} = \frac{3000}{5}$.

Определим вторичные токи срабатывания для стороны ВН и НН в соответствии с (25):

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{213,46 \cdot 5 \cdot 1}{600} = 1,779 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{962,25 \cdot 5 \cdot 1}{3000} = 1,6 \text{ А}.$$

В таблице 3.9 приведены уставки ДЗТ трансформатора 110/35/6 кВ.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

Таблица 3.9 – уставки трансформатора 110/35/6 кВ

Уставка	ВН	СН	НН
$I_{НОМ.ВН}, А$	213,46	661,13	962,25
n_T	$\frac{600}{5}$	$\frac{800}{5}$	$\frac{3000}{5}$
$I_{НОМ.ВТ}, А$	1,779	4,13	1,6

Полученные значения принимаются в качестве базисных токов соответствующих сторон трансформатора и задаются с помощью уставок « $I_{баз.ВН}$ » и « $I_{баз.СН}$ », « $I_{баз.НН}$ »

Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $I_{д1}/I_{баз}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Значение $I_{д1}/I_{баз}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора.

$$I_{д1}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}^* \quad (3.3)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки равный 1,2;

$I_{нб.расч}^*$ – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

$$I_{нб.расч}^* = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав} \quad (3.3)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим равный 2,0, так как доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока равный 1;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме равный 0,05;

$\Delta U_{рпн}$ – слагаемое, обусловленное наличием РПН;

$\Delta f_{добав}$ – слагаемое, обусловленное неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора, равное 0,04.

При расчете уставок грубой тормозной характеристики принимается случай недействия подстройки под текущее положение РПН и $\Delta U_{\text{рпн}}$ принимается полному размаху РПН. Полный размах РПН составляет 32%, тогда $\Delta U_{\text{рпн}}$ будет равно 0,32.

$$I_{\text{нб.расч}}^* = 2,0 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,32 + 0,04 = 0,46;$$

$$I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}} \geq 1,2 \cdot 0,405 = 0,552.$$

Далее будет рассчитан коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$. Он должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий. $K_{\text{торм}}$ рассчитывается для грубой тормозной характеристики.

Дифференциальный ток $I_{\text{диф}}$, который равняется току небаланса $I_{\text{нб.расч}}$, вызван сквозным током $I_{\text{скв}}$. Ток небаланса приведенный к сквозному току определяется по формуле:

$$I_{\text{диф}}^* = I_{\text{нб.расч}}^* = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}, \quad (3.4)$$

где ε – относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме.

Относительное значение полной погрешности ТТ будет взято ε будет равна 0,1.

$$I_{\text{нб.расч}}^* = 2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,32 + 0,04 = 0,56;$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}^*}{\sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}^*}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,56}{\sqrt{1 - 0,56}} = 101\% = 47,72^\circ. \quad (3.5)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок, таких как самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи

мощных двигателей. Для грубой характеристики $I_{Т2}/I_{баз}$ принимается равной 1,75.

Первая точка излома тормозной характеристики $I_{Т1}/I_{баз}$ (проекция точки «В» на ось X на рисунке 5) вычисляется в устройстве автоматически и равна:

$$I_{Т1}/I_{баз} = \frac{I_{д1}/I_{баз} \cdot 100}{K_{торм}} = \frac{0,552 \cdot 100}{101,85} = 0,544. \quad (3.6)$$

$I_{Т1}/I_{баз}$ меньше $I_{Т2}/I_{баз}$, то есть первая точка не заходит за вторую.

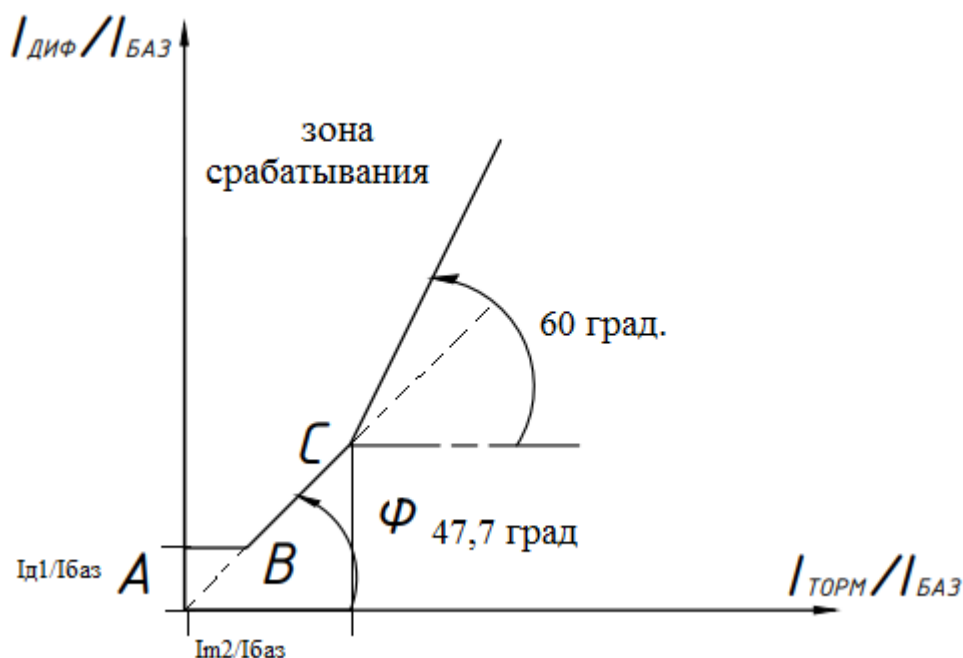


Рисунок 3.1 – Тормозная характеристика второй ступени ДЗТ

3.3.2 Расчет уставок МТЗ ВН и СН и НН:

МТЗ стороны ВН будет выполнена на первой ступени. МТЗ стороны СН и НН будет выполнена на второй ступени. Обе защиты с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания МТЗ трансформатора отстраивается от МТЗ вводного выключателя. Значение тока срабатывания МТЗ для стороны НН $I_{МТЗ.Т.НН}$:

$$I_{МТЗ.Т.НН} = k_{н.с} \cdot I_{МТЗ.ВВ} \quad (3.7)$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ вводного выключателя равный 1,1;

$$I_{МТЗ.Т.НН} = 1,1 \cdot 962 = 1058,2 \text{ А.}$$

Для нахождения тока срабатывания на стороне ВН $I_{\text{МТЗ.т.вн}}$ полученное значение приводится к стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ.т.вн}} = I_{\text{МТЗ.т.нн}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = 1058,2 \cdot \frac{6}{110} = 57,72 \text{ А.} \quad (3.8)$$

Оценка чувствительности МТЗ при двухфазном КЗ на выводах 6 кВ в минимальном режиме. Оценка будет проведена для токов стороны ВН.

$$I_{\text{к.мин.нн}}^{(2)} = I_{\text{к.п.мин}}^{(2)} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}, \quad (3.9)$$

где $I_{\text{к.мин.нн}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ на стороне 6 кВ в минимальном режиме приведенный к стороне 110 кВ;

$I_{\text{к.п.мин}}^{(2)}$ – действующее значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ на стороне 6 кВ в минимальном равное 7,428 кА.

$$I_{\text{к.мин.нн}}^{(2)} = 7,428 \cdot \frac{6}{110} = 405,1 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.нн}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.т.вн}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}, \quad (3.10)$$

где $k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы полная равный 1.

$$k_{\text{ч}} = \frac{405,1}{57,72} \cdot 1 = 7.$$

Коэффициент чувствительности не ниже нормативного значения, которое равно 1,5.

Оценка чувствительности МТЗ при двухфазном КЗ на выводах 110 кВ в минимальном режиме:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.нн}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.т.вн}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}, \quad (3.11)$$

где $I_{\text{к.мин.нн}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ на стороне 110 кВ в минимальном режиме равный 2,973 кА;

$k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы полная равный 1.

$$k_{\text{ч}} = \frac{2973}{213,46} \cdot 1 = 13,93.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного значения, которое равно 1,5.

Оценка чувствительности МТЗ при двухфазном КЗ на выводах 110 кВ в минимальном режиме:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.Т.ВН}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} \quad (3.11)$$

где $I_{\text{К.МИН.СН}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ на стороне 35 кВ в минимальном режиме равный 3,059 кА;

$k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы полная равный 1.

$$k_{\text{ч}} = \frac{3059}{661} \cdot 1 = 4,63.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного значения, которое равно 1,5.

Следовательно, МТЗ обладает достаточной чувствительностью. Зона влияния покрывает стороны ВН, СН и НН проектируемой подстанции.

Вторичные значения токов срабатывания МТЗ $I_{\text{МТЗ.Т}(2)}$ трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ.Т.ВН}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т.ВН}}}{n_{\text{Т.ВН}}} k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{213,46}{120} \cdot 1 = 1,77 \text{ А}; \quad (3.12)$$

$$I_{\text{МТЗ.Т.СН}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т.СН}}}{n_{\text{Т.СН}}} k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{661}{160} \cdot 1 = 4,13 \text{ А}; \quad (3.13)$$

$$I_{\text{МТЗ.Т.НН}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т.НН}}}{n_{\text{Т.НН}}} k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{1058}{600} \cdot 1 = 1,76 \text{ А}. \quad (3.14)$$

Расчетные значения вторичных токов срабатывания защиты входят в допустимый диапазон уставок, который равен 1,5 – 150 А.

Выдержка времени МТЗ трансформатора $t_{\text{МТЗ.Т}}$ отстраивается от выдержки времени МТЗ вводного выключателя секции шин 6 кВ. Тогда:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t, \quad (3.15)$$

где $t_{\text{МТЗ.ВВ}}$ - выдержка времени МТЗ вводного выключателя секции шин 10 кВ;

Δt – степень селективности.

$$\Delta t = t_{\text{откл.ав.в.нн}} + 2 \cdot t_{\text{погреш.МТЗ.Т}} + t_{\text{возвр.МТЗ.Т}} + t_{\text{зап}}, \quad (3.16)$$

где $t_{\text{откл.ав.в.нн}}$ – время отключения вводного выключателя секции VD4 12.31.31 равное 0,043с;

$t_{\text{погреш.МТЗ.Т}}$ - погрешность выдержки времени МТЗ трансформатора равная 0,025 с;

$t_{\text{возвр.МТЗ.Т}}$ – время возврата МТЗ трансформатора равное 0,04 с;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса равное 0,1 с.

$$\Delta t = 0,043 + 2 \cdot 0,025 + 0,04 + 0,1 = 0,233 \text{ с.}$$

Тогда выдержка времени МТЗ трансформатора будет равна:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = 1,559 + 0,233 = 1,792 \text{ с.}$$

Таким образом, уставка по току срабатывания для стороны ВН $I_{\text{МТЗ.Т.ВН(2)}}$ равна 1,77 А, уставка по току срабатывания для стороны НН $I_{\text{МТЗ.Т.ВН(2)}}$ равна 1,76 А, уставка по времени срабатывания равна 1,792 с.

Расчет уставок защиты от перегрузки:

Защита от перегрузки, действующая на сигнал, выполнена на третьей ступени МТЗ с независимой выдержкой времени. Защита установлена на сторонах НН трансформатора.

Определяется ток срабатывания защиты от перегрузки трансформатора $I_{\text{зп.т}}$:

$$I_{\text{зп.т}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.т.нн}}, \quad (3.17)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки равный 1,05;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата равный 0,95.

$$I_{\text{зп.т}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 962 = 1063,2 \text{ А.}$$

Выдержка времени защиты от перегрузки $t_{\text{зп.т}}$ принимается равной 9 с.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки трансформатора:

$$I_{зп.т(2)} = \frac{I_{зп.т}}{n_{т}} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{1063,2}{600} \cdot 1 = 1,77 \text{ А.} \quad (3.18)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания защиты входит в допустимый диапазон уставок, который равен 0,4 – 150 А.

Таким образом, уставка по току срабатывания $I_{зп.т(2)}$ равна 1,77 А, уставка по времени срабатывания равна 9 с.

Расчет уставок УРОВ:

Рекомендованное ОАО «ФСК ЕЭС» значение тока срабатывания УРОВ 0,05 – 0,1 номинального тока присоединения. Ток срабатывания УРОВ рассчитывается для стороны ВН.

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{ном.т.вн} = 0,05 \cdot 213,46 = 10,67 \text{ А.} \quad (3.19)$$

Вторичное значение тока срабатывания $I_{УРОВ(2)}$:

$$I_{УРОВ(2)} = \frac{I_{УРОВ}}{n_{т.вн}} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{10,67}{120} \cdot 1 = 0,089 \text{ А.} \quad (3.20)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания защиты не входит в допустимый диапазон уставок, который равен 0,2 – 5 А. Поэтому ток срабатывания выбирается по минимальному значению диапазона, следовательно, $I_{УРОВ(2)}$ будет равен 0,2 А.

Выполняется расчет выдержки времени УРОВ:

$$t_{УРОВ} = t_{откл.в} + t_{возв.УРОВ} + t_{погр.УРОВ} + t_{зап}, \quad (3.21)$$

где $t_{откл.в}$ – полное отключение выключателя ВГТ-110-40/2000 равное 0,055 с;

$t_{возв.УРОВ}$ – время возврата реле тока УРОВ равное 0,04 с;

$t_{погр.УРОВ}$ – погрешность реле времени УРОВ в составляет 0,025 с;

$t_{зап}$ – время запаса равное 0,1 с.

$$t_{УРОВ} = 0,055 + 0,04 + 0,025 + 0,1 = 0,22 \text{ с.}$$

Таким образом, уставка по току срабатывания УРОВ $I_{УРОВ(2)}$ равна 0,2 А, уставка по времени срабатывания $t_{УРОВ}$ равна 0,22 с.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

3.4 Вывод по третьему разделу

В данном разделе осуществлен выбор релейной защиты и автоматики для оборудования реконструируемой подстанции, выбраны терминалы на для всего оборудования ЗРУ на 6 кВ фирмы ООО НПП «ЭКРА», выбраны терминалы и рассчитаны уставки УРОВ, МТЗ, ДЗТ для силового трансформатора. Также построена тормозная характеристика второй ступени ДЗТ. Графически исполнена на плакате А1 схема подключения терминалов «Сириус ТЗ».

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

4 КОМПОЗИТНЫЕ ОПОРЫ ВЛЭП

4.1 Общее положение

Композитные опоры (КО) разработаны для строительства, реконструкции ВЛ и проведения аварийно-восстановительных работ в различных условиях. Композитные опоры обладают такими свойствами как малый вес, простота сборки и установки, высокая механическая прочность, стойкость к воздействию климатических факторов, долговечность и экологичность, удобство транспортировки. Данные качества особенно значимы в труднодоступных и отдаленных районах с неразвитой сетью автомобильных дорог, где проезд большегрузного транспорта становится проблематичным и доставка железобетонных или стальных опор сопряжена со значительными трудностями и затратами. Также преимуществами применения опор из композиционных материалов являются высокая скорость и небольшая стоимость монтажа и сниженные затраты на логистику. Для строительства в сейсмически активных районах наиболее подходят сооружения, обладающие относительно небольшой массой и достаточной жесткостью.

ВЛ на композитных опорах могут возводиться вблизи населенных пунктов или в их границах, в общественных местах (парковые, рекреационные зоны), так как важными параметрами опор являются эстетичный внешний вид с возможностью окраски в любые цвета, вандалоустойчивость, безопасность для населения (невозможность подъема на опору без специальных приспособлений).

Конструкция стойки из композитных материалов состоит из модулей в виде усеченных конусных труб различных диаметров. Сборка стойки опоры из модулей может выполняться либо на организованном полигоне, либо на месте установки опоры ВЛ. Сборка стойки представляет собой телескопическую стыковку модулей «конус в конус» с перекрытием (нахлестом) не менее 1,5 диаметра ствола в месте стыка. Модули для стойки опор состоят из базовой стеклопластиковой композиции, воспринимающей основную механическую

					<i>И-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

нагрузку. Для повышения стойкости к ультрафиолетовому спектру облучения и солнечной радиации на наружную поверхность модулей наносится защитный слой со светостабилизатором. Для обеспечения защиты стойки опоры от низового пожара на наружной поверхности нижнего модуля опоры выполняется покрытие огнезащитным составом на высоту не менее 2 м от поверхности земли.

Стойки применяются для одноцепных и двухцепных опор линий электропередач, классов напряжения 6, 10, 20, 35, 110 и 220 кВ. Установка и крепление навесных элементов для сборки композитной опоры (траверсы, лестницы, арматура установки грозотроса и др.) определяет некоторую свободу мест расположения этих элементов на усмотрение проектировщика, лимитирующим здесь в первую очередь является отсутствие превышения максимального изгибающего момента в горизонтальном сечении стойки у земли. Изгибающие моменты определяются исходя из расчётных нагрузок на провода и грозотрос при следующих основных сочетаниях воздействий:

- ветровая нагрузка при максимальном ветре и нагрузка от тяжения проводов, свободных от гололёда;
- нагрузка от тяжения проводов, покрытых гололёдом, и нагрузка при расчётном значении ветра. Конкретные значения приводятся в типовых проектах.

Для композитных опор линий электропередач классов напряжения 110 и 220 кВ применяются только изолирующие траверсы (более подробная информация на стр. 28). Траверсы могут быть с вылетом проводов 2 м и 3 м. Траверса с вылетом провода 3 м применяется для опоры 220 кВ с вертикальным расположением проводов. Для опоры 110 кВ применяется бочкообразное расположение проводов фаз, размещая на средней фазе траверсы с вылетом 3 м. Горизонтальное расположение всех фаз на одной траверсе не рекомендуется. При необходимости такое расположение фаз требует отдельного механического расчёта прочности опоры.

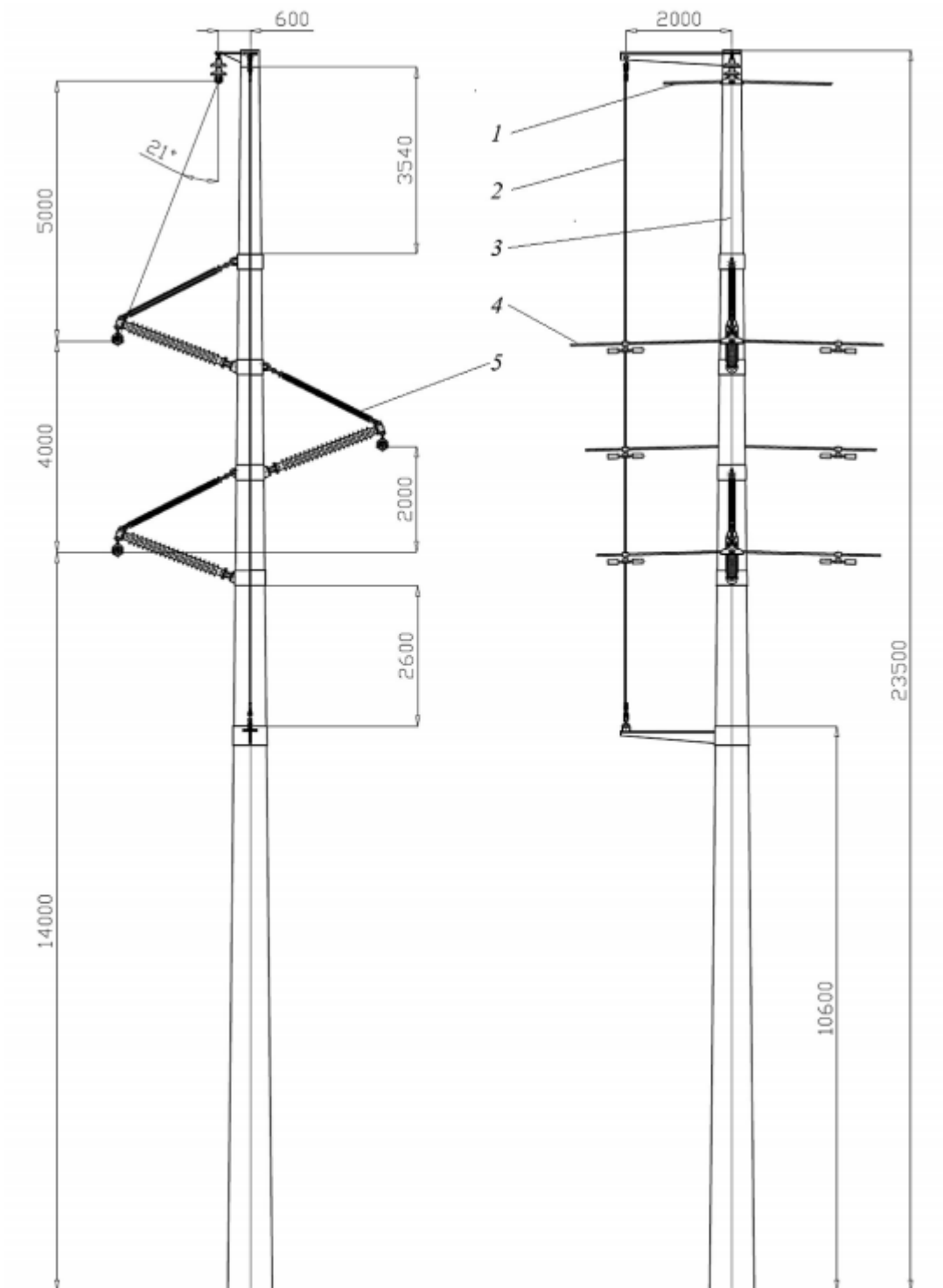


Рисунок 4.1 – Эскиз опоры с изолирующей стойкой для одноцепной вл
220 Кв

- 1 – грозозащитный трос;
- 2 - заземляющий спуск троса;
- 3 – изолирующая композитная стойка;
- 4 – фазный провод;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР

Лист

94

5 – консольная изолирующая траверса.

Для композитных опор на классы от 6 до 35 кВ могут применяться различные виды траверс, как традиционные (уголок, швеллер), так и изолирующие траверсы. Конкретные виды траверс приводятся в типовых проектах.

Кроме указанных в типовых проектах видов композитных опор возможна быстрая разработка модификаций опор (повышенных, пониженных, с увеличенной механической прочностью, совмещенных с осветительным оборудованием, стоек для оборудования связи и т.д.).

4.2 Структура обозначение композитных опор

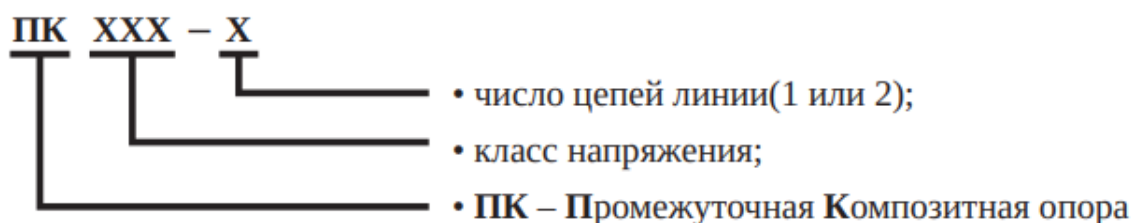


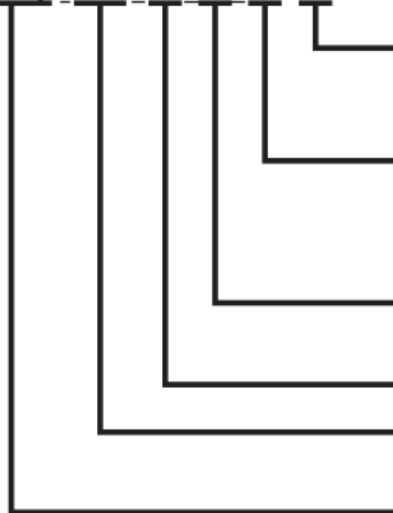
Рисунок 4.2 – Структура обозначения композитных опор 110 и 220 Кв

Пример записи условного обозначения композитных опор при их заказе и в документации другого изделия:

- **ПК 110-1** – промежуточная композитная опора, класс напряжения 110 кВ, исполнение для одноцепной линии, климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1.

- **ПК2 220-2** - промежуточная композитная опора, класс напряжения 220 кВ, исполнение для двухцепной линии, климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1.

ПКОу XX X 3 К+1



- индекс +1, если стойка повышенная, 11,5 м., (индекс числовой, высота опоры в метрах для ВЛ 35 кВ);
- индекс буквенный типа траверс;
К – Композитные, У – Уголок стальной,
Ш – Швеллер стальной, Т – Труба стальная, (Т – если предусмотрен грозотрос для ВЛ 35 кВ);
- индекс буквенный - 3, если провод Защищенный (СИП);
- индекс числовой, число цепей линии – 1 или 2;
- класс напряжения – 10 кВ (для 6 - 10 кВ), 20 или 35 кВ;
- П – Промежуточная или А – Анкерная
КО – Композитная Опора
у – если опора Угловая

Рисунок 4.3 – Структура обозначения композитных опор 6-35 кВ

Пример записи условного обозначения композитных опор при их заказе и в документации другого изделия:

- **ПКО 20-2-3-Щ** – Промежуточная Композитная Опора, класс напряжения 20 кВ, исполнение для двухцепной линии (индекс 2) , для подвеса Защищенного провода, траверса стальная из Швеллера.

- **АКО 20-2-Т** - Анкерная Композитная Опора, класс напряжения 20 кВ, исполнение для двухцепной линии (индекс 2), для подвеса неизолированного провода (индекс 3 отсутствует), траверса из стальной Трубы (индекс Т).

4.3 Применение композитных опор

В труднодоступной местности для проведения аварийно-восстановительных работ на ВЛ 35-110 кВ часто возникают ситуации, когда погодные и климатические условия не позволяют осуществить доставку и установку полноценной опоры ЛЭП. Для быстрого восстановления энергоснабжения возникает потребность в установке временной лёгкой высокотехнологичной быстромонтируемой опоры, позволяющей быстро с малыми затратами, без грузоподъёмных механизмов (практически вручную) выполнить ее монтаж. При этом важными факторами становятся снижение веса опоры, простота сборки и уста-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР

Лист

96

новки, высокая механическая прочность опор, стойкость к воздействию климатических факторов, долговечность и экологичность. Эти факторы особенно значимы в труднодоступных районах (отдалённых районах с неразвитой сетью автомобильных дорог), где проезд большегрузных транспортных машин становится проблематичным и доставка железобетонных или стальных опор сопряжена со значительными трудностями.

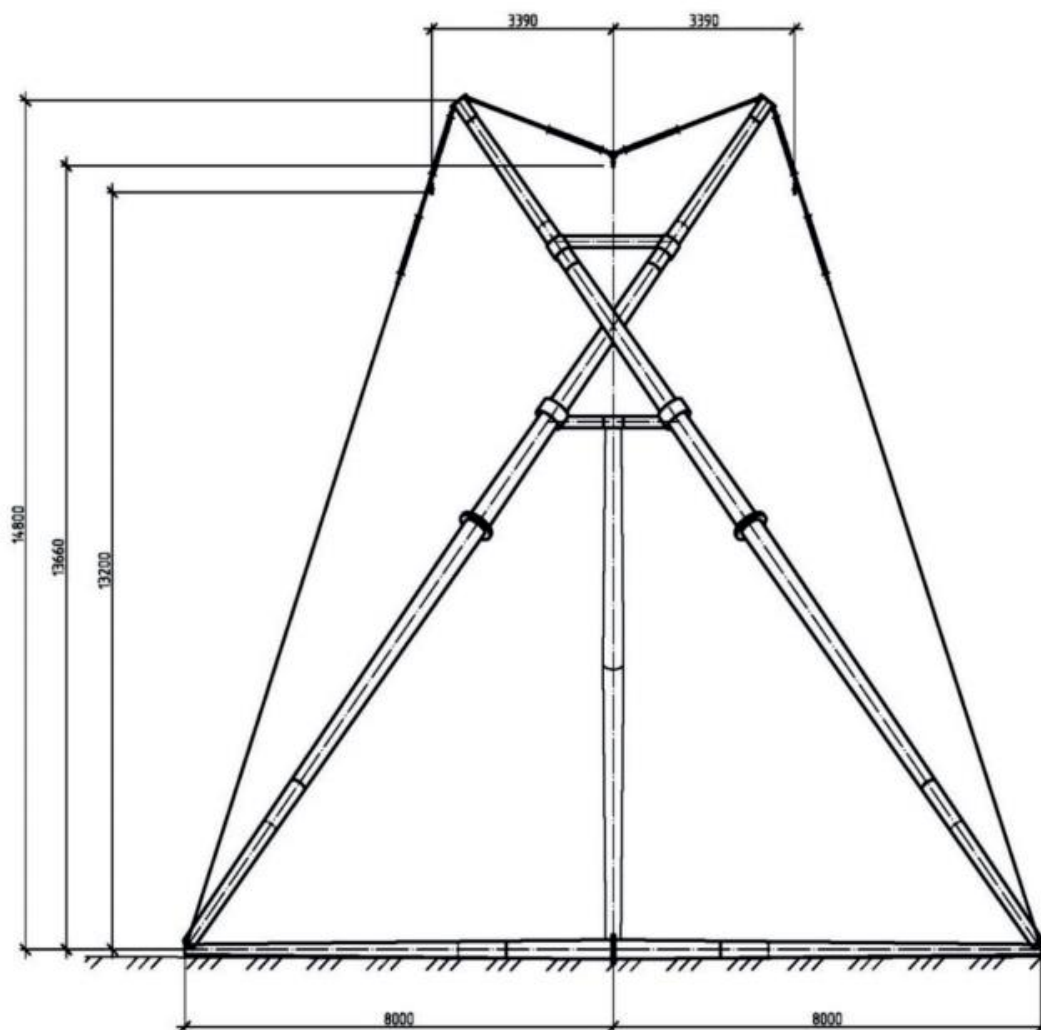


Рисунок 4.4 – Габаритные размеры опоры БК 110-1

После восстановления линии электропередачи опора аварийного резерва может быть демонтирована и перевезена для хранения до следующего использования.

4.4 Электрические особенности

Опоры традиционных конструкций (кроме деревянных) являются проводниками. Это определяет ряд особенностей, связанных с координацией изоляции ЛЭП и распределением её ёмкости и индуктивности. Траверса и грозозащитные тросы (при их наличии) подлежат обязательному заземлению, а к заземлителю предъявляются высокие требования. Опоры, выполненные из стеклопластика, базальтопластика или органопластика являются диэлектриками с высоким показателем электрической прочности. Таким образом сама опора становится изолятором на пути протекания тока «провод-земля». Но, в отличие от деревянных опор у композитных диэлектрические свойства не зависят от погодных условий. Это существенно образом упрощает схему изоляции ЛЭП, а в случае низких классов напряжения (до 10 кВ) представляется возможность вообще отказаться от применения изоляторов. ЛЭП на композитных опорах имеет существенно меньшую ёмкость «провод-земля» и «провод-провод», чем ЛЭП на токопроводящих опорах. Также отпадает необходимость в заземлении траверсы опоры. Поскольку для ЛЭП на композитных опорах сближение проводов с траверсой и стойкой не опасно, представляется возможность уменьшить габариты линии. Это обстоятельство может полностью компенсировать увеличение габаритов, вызванное гибкостью опор.

Высокие диэлектрические свойства композитных опор существенно улучшают грозоупорность ЛЭП. Это позволяет упростить заземляющие устройства, а в ряде случаев вообще отказаться от них и от грозозащитных тросов. Отсутствие заземлителя существенно уменьшает действие блуждающих токов на здания, сооружения, природные объекты. Важно и то, что в случае пробоя или разрушения изолятора или падения провода на траверсу не возникает короткого замыкания на землю и не происходит отключение линии. В целом, по результатам ряда исследований, проведённых в США, России и Китае ожидается, что ЛЭП на композитных опорах будет иметь значительно меньшее количество отключений чем на традиционных. Кроме того, вредное и опасное воздействие ЛЭП на наземные объекты будет сведено к минимуму.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была проанализирована существующая схема электрической сети Миасского района. Анализ сети показал, высокой потенциал пропускной способности и надежность схемы. Также было решено заменить существующий провод одноцепной линии «Кисегач-Миасс» на двухцепную линию того же провода АС-185/29.

Выполнена в полном объеме реконструкция ПС «Миасс» 110/35/6 кВ. Заменены два устаревших силовых трансформатора ТДТНГ-40,5/110 и ТДТН-40/110, на более мощные трансформаторы ТДТН-63/110. Также заменены устаревшие маслонаполненные выключатели на ВН и СН на современные элегазовые и вакуумные выключатели и выбрано другое оборудование.

Осуществлен выбор релейной защиты и автоматики для оборудования реконструируемой подстанции, выбраны терминалы на для всего оборудования ЗРУ на 6 кВ. Рассчитаны уставки защит силового трансформатора и выбран терминал.

Также в ходе работе были представлены новые опоры ВЛЭП, стойки которых выполнены на основе композитного материала, обладающий такими свойствами как малый вес, простота сборки и установки, высокая механическая прочность, долговечность и удобство транспортировки.

Графически выполнены схемы Миасского района электрической сети, ПС «Миасс» 110/35/6 кВ, план ОРУ ВН и СН подстанции и схема подключения терминала «Сириус Т3» для силового трехобмоточного трансформатора.

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		99

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правило устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011. – 1168 с.
2. РД 153-34.0-20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
3. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, И. М. Шапиро, под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009
4. Гайсаров, Р. В. Выбор электрической аппаратуры токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская. – Челябинск, Издательство ЮУрГУ, 2002.
5. Гайсаров, Р. В. Проектирование электрических станций и подстанций: Методические указания к курсовому проекту / Р. В. Гайсаров, А. В. Коржов, Л. А. Лежнева, И. Т. Лисовская. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2005
6. СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / Т. И. Парубочая, Н. В. Сырейщикова, В. И. Гусев, Л. В. Винокурова. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008
7. Комиссарова, Е. Д. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / Е. Д. Комиссарова, А. В. Коржов; под ред. Е. Д. Комиссаровой. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2007. – Ч.1. – 140 с.
8. Комиссарова, Е. Д. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / Е. Д. Комиссарова. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2010. – Ч.2. – 158 с.
9. Электротехнический справочник / Под ред. В.Г. Герасимова – М.: Энергия, 1982. – Т. 1-3.
10. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987

					<i>П-471.13.03.02.2020.081 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

11. Положение о единой технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" – http://www.fsk-ees/about/standards_organization.html
12. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – http://www.fsk-ees/about/standards_organization.html
13. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. <http://files.stroyinf.ru/Data1/40/40609/>
14. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 82 с.
15. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
16. ОАО НПП «ЭКРА». РЗА подстанционного оборудования 6-35 кВ. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/>
17. ОАО НПП «ЭКРА». Методические указания к расчёту и выбору уставок защит и автоматики устройств серии БЭ. – <http://www.ekra.ru/engine/download.php?id=2566>
18. ГОСТ 2213-79. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003, – 35 с.
19. Компактные композитные опоры с изолирующими стойками для ВЛЭП - https://engtech.spbstu.ru/userfiles/files/articles/2014/4/1_bocharov.pdf
20. Каталог продукции композитных опор вл - http://fenix88.com/documents/ol_doc/kompozitnie-opori-2016.pdf
21. Терминал защиты трансформатора «Сириус-Т3» - <https://pue8.ru/relejnaya-zashchita/mikroprocessornoe-ustrojstvo-osnovnoj-zashhity-dvuxobmotochnogo-transformatora-sirius-t-i-trexobmotochnogo-transformatora-sirius-t3.html>