

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 схемы 110 кВ внешнего электроснабжения месторождения
«Юбилейное»»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР

Руководитель, доцент

_____/ К.Е. Горшков /

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-472

_____/ Т.Д. Чучкина /

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, доцент

_____/ К.Е. Горшков /

« ____ » _____ 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

Чучкиной Татьяны Денисовны

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы «Развитие схемы 110 кВ внешнего электроснабжения месторождения «Юбилейное»» утверждена приказом по университету от « ___ » _____ 2020 г. № _____

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

3. Исходные данные к работе

Дана схема электрической сети внешнего электроснабжения месторождения «Юбилейное» (рисунок 1). При разработке данного месторождения потребовалась дополнительная мощность на ПС «Юбилейная».

Данные о параметрах линий электропередач рассматриваемой сети представлены в таблице 1.

Данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок $P+jQ$ представлены в таблице 2.

Таблица 1– Параметры ЛЭП

№ п/п	Наименование ЛЭП	Марка провода	Длина L, км	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ
1	Сибайский ПП – Баймак	2хАС-150/24	15	110
2	Баймак – Юлдыбаево	АС-150/24	48	110
3	Юлдыбаево – Залаир	АС-70/11	37,6	110
4	Юлдыбаево – Юбилейная	АС-150/24	30,4	110
5	Бузавлык – Юбилейная	АС-150/24	11,5	110
6	Галиахметова – Залаир	АС-120/19	35,3	110
7	Ивановка – Галиахметова	АС-185/29	31,6	110
8	Бурибай – Бузавлык	АС-150/24	20,6	110
9	Бурибай – Ивановка	АС-70/11	23,7	110
10	Акъяр – Бурибай	АС-150/24	12	110
11	Ириклинская ГЭС – Бурибай	АС-240/32	45	110
12	Ириклинская ГЭС – Акъяр	АС-150/24	41	110
13	Ириклинская ГЭС – ГПП Гая	АС-120/19	30,4	110
14	Ир. ГРЭС 110 – Ириклинская ГЭС	АС-240/32	115,1	110
15	Ир. ГРЭС 110 – ГПП Гая	2хАС-240/32	145,6	110
16	Ир. ГРЭС 110 – Ир. ГРЭС 220	2хАС-150/24	1,1	110
17	Ир.ГРЭС 220 – Газовая	2хАС-400/51	25	220

Таблица 2 – Нагрузки потребителей

№ п/п	Название	Нагрузка P+jQ, МВА
1	Сибайский ПП	-10-j15
2	Баймак	5,8+j1,8
3	Юлдыбаево	0,9+j0,5
4	Юбилейная	18,8+j9,32
5	Бузавлык	1,1+j0,3
6	Зилаир	3,8+j1,1
7	Галиахметова	1,5+j0,4
8	Ивановка	0,8+j0,4
9	Бурибай	11,4+j4,3
10	Акъяр	5,4+j1,2
11	ГПП Гая	117,5+j58,1
12	Ир. ГРЭС 110	100-j30
13	ЭС1 – Ириклинская ГЭС	1+j20
14	ЭС2 – Ир. ГРЭС 220	600+j100

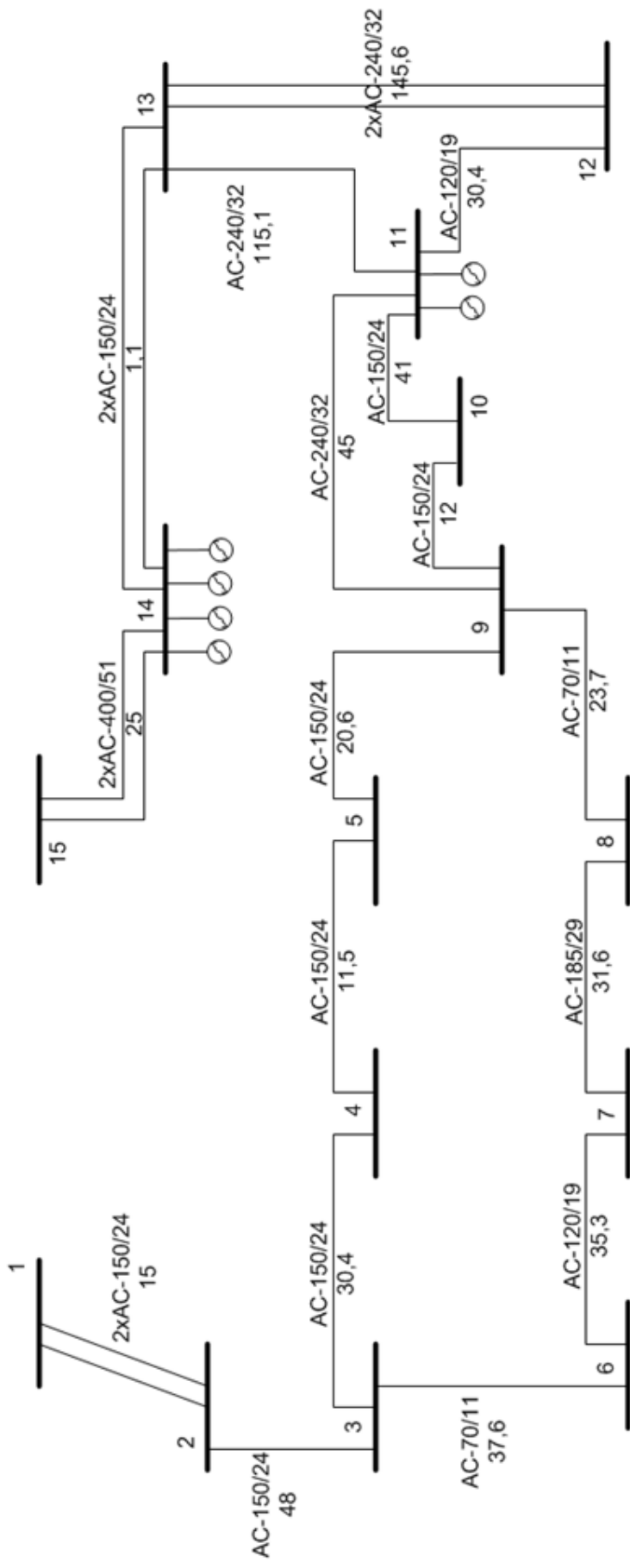


Рисунок 1 – Схема исходной сети

Мощность генераторов электростанций ЭС1 и ЭС2 заданы в таблице 3.

Таблица 3 – Мощность и количество генераторов электростанций

Название ЭС	$n \times P_{\text{ном Г}}$, МВт
ЭС1 – Ириклинская ГЭС	2x7,5+2x7,5
ЭС2 – Ир. ГРЭС 220	4x300

ПС Газовая является балансирующим и базисным узлом (БУ), в таблице 4 задаются напряжения в различных режимах.

Таблица 4 – Напряжения балансирующего узла

U п/ст		
U _{МАКС} , кВ	U _{МИН} , кВ	U _{ПЛАВ} , кВ
225	230	222

Подстанция «Юбилейная» является проходной подстанцией, к ней подключены две линии, от двух подстанций. С учетом перспективного роста, реконструкция подстанции осуществляется под нагрузку 23 МВА.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- 1) Баланс активных и реактивных мощностей;
- 2) Анализ схемы электрической сети 110 кВ;
- 3) Расчет основных установившихся режимов работы сети;
- 4) Расчет режимов с учетом перспективного роста нагрузок;
- 5) Разработка главной схемы подстанции;
- 6) Разработка схемы питания собственных нужд подстанции;
- 7) Выбор аккумуляторной батареи;
- 8) Выбор видов и расчет РЗА для высокой стороны подстанции;
- 9) Применение компенсирующих устройств на подстанциях 110-220 кВ.

5. Перечень графического материала

- 1) Схема сети внешнего электроснабжения месторождения «Юбилейное» – 1 лист формата А1;
- 2) Карты режимов – 1 лист формата А1;
- 3) Главная схема подстанции «Юбилейная» – 1 лист формата А1;
- 4) План ОРУ подстанции «Юбилейная» 110/10,5 кВ – 1 лист формата А1;
- 5) Схемы размещения терминалов и подключения терминала ДЗТ трансформатора – 1 лист формата А1.

6. Консультанты, с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Подпись	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-

7. 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
Анализ состояния действующего оборудования		
Расчёт режимов сети 110 кВ		
Выбор оборудования на подстанции		
Выбор схемы питания собственных нужд и выбор аккумуляторной батареи		
Рассмотрение общих требований к РЗА на подстанции		
Выбор видов и типоразмеров РЗА на подстанции		
Расчет уставок терминалов РЗА стороны РУ ВН		
Оформление пояснительной записки		
Разработка чертежей		

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы

_____ / К.Е. Горшков /

Студент

_____ / Т.Д. Чучкина /

АННОТАЦИЯ

Чучкина Т.Д. – Развитие схемы 110 кВ внешнего электроснабжения месторождения «Юбилейное». – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-472, 2020 г., стр. 106, илл. 32, табл. 45. Список литературы – 27 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В выпускной квалификационной работе разработан проект реконструкции подстанции «Юбилейная». Произведена проверка действующего оборудования, анализ режимов работы сети с исходными нагрузками, и с перспективными. Для подстанции с учетом перспективного роста нагрузок выбраны схемы распреедустройства высокого и низкого напряжения. Выбрано первичное и вторичное оборудование подстанции, типоразмерные устройства релейной защиты, рассчитаны уставки терминалов РЗА для высокой стороны подстанции.

В графическом материале представлены: схема сети внешнего электроснабжения месторождения «Юбилейное», карты основных установившихся режимов сети, главная схема подстанции, план ОРУ, схема подключения терминалов релейной защиты и терминала ДЗТ трансформатора.

<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Чучкина</i>			
<i>Пров.</i>	<i>Горшков</i>			
<i>Н. контр.</i>	<i>Горшков</i>			
<i>Утв.</i>	<i>Кирпичникова</i>			
<i>Развитие схемы 110 кВ внешнего электроснабжения месторождения «Юбилейное»</i>				
		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
		7	106	
<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ	12
1.1 Баланс активных мощностей	12
1.2 Баланс реактивных мощностей.....	13
2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	17
2.1 Анализ работы трансформаторов на подстанциях	17
2.2 Анализ работы трансформаторов на электростанциях	18
2.3 Проверка сечений проводов.....	19
2.4 Анализ работы электрической сети 110 кВ и выбор сечений ЛЭП...	21
3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	23
3.1 Максимальный режим работы сети	23
3.2 Минимальный режим работы сети.....	25
3.3 Наиболее тяжелый послеаварийный режим работы сети.....	27
4 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ С УЧЕТОМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОСТА НАГРУЗОК	29
4.1 Максимальный режим работы сети	29
4.2 Минимальный режим работы сети.....	32
4.3 Послеаварийный режим работы сети.....	34
5 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ «ЮБИЛЕЙНАЯ»	36
5.1 Выбор схем РУ подстанции	36
5.1.1 Схема РУ ВН подстанции	36
5.1.2 Схема РУ НН подстанции	37
5.2 Выбор силовых трансформаторов.....	37
5.3 Выбор и проверка ЛЭП	39
5.4 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах	41
5.5 Расчет токов короткого замыкания	42
5.5.1 Расчёт токов короткого замыкания на стороне высшего напряжения трансформатора.....	44

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>8</i>

5.5.2	Расчёт токов короткого замыкания на стороне низшего напряжения трансформатора.....	45
5.6	Выбор коммутационной аппаратуры.....	47
5.6.1	Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне ВН.....	48
5.6.2	Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне НН.....	50
5.7	Выбор средств измерения и контроля.....	53
5.8	Выбор трансформаторов тока.....	55
5.8.1	Выбор трансформаторов тока на стороне РУ ВН.....	55
5.8.2	Выбор трансформаторов тока на стороне РУ НН.....	60
5.9	Выбор трансформаторов напряжения.....	65
5.9.1	Выбор трансформаторов напряжения на стороне РУ ВН.....	65
5.9.2	Выбор трансформаторов напряжения на стороне РУ НН.....	67
5.10	Выбор токоведущих частей.....	68
5.10.1	На стороне ВН подстанции.....	68
5.10.2	На стороне НН подстанции.....	68
5.11	Выбор изоляторов.....	70
6	РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ «ЮБИЛЕЙНАЯ».....	72
6.1	Определение мощности потребителей собственных нужд.....	72
6.2	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	73
7	ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ.....	75
7.1	Расчет аккумуляторной батареи.....	75
7.2	Определение мощности зарядно-подзарядного устройства.....	77
8	ВЫБОР ВИДОВ И РАСЧЕТ РЗА ДЛЯ ВЫСОКОЙ СТОРОНЫ ПОДСТАНЦИИ.....	79
8.1	Общие требования к РЗА.....	79
8.2	Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ.....	81
8.2.1	Силовой двухобмоточный трансформатор ТРДН -25000/110	81
8.2.2	Воздушная линия 110 кВ.....	83

8.3 Расчет устройств РЗА присоединений 110 кВ	85
8.3.1 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ	85
8.3.2 Расчет защит линий 110/10 кВ.....	92
9 ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ НА ПОДСТАНЦИЯХ 110-220 КВ	98
9.1 Виды и назначение компенсирующих устройств.....	98
9.2 Выбор КУ для схемы внешнего электроснабжения 110 кВ	99
9.2.1 КУ, рекомендуемые к установке в сети.....	99
9.2.2 Батарея статических конденсаторов на подстанции Бурибай...	100
9.2.3 Синхронный компенсатор на Ириклинской ГРЭС 110.....	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	104

ВВЕДЕНИЕ

Современные энергетические системы сложны: состоят из сотен связанных между собой элементов, влияющих друг на друга. Поэтому общую глобальную задачу необходимо разбить на задачи локальные, которые сводятся к проектированию отдельных элементов системы (например, подстанций). Однако проектирование должно проводиться с учетом условий совместной работы элементов, влияющих друг на друга и на систему в целом. То есть для проектирования или реконструкции подстанции, необходимо проанализировать сеть, в которую ее подключают.

В выпускной квалификационной работе на основании заданных требований проводится реконструкция подстанции «Юбилейная» 110/10,5 кВ. Это подстанция месторождения «Юбилейное», где происходит добыча меди, цинка и различных минералов. Задано количество входящих линий – 2 стороны высшего напряжения. Число линий стороны низшего напряжения – 6, мощность нагрузки равна 23 МВА.

Производится разработка структурной схемы и расчет её параметров. Исходя из расчетных параметров схемы выбирается основное и вспомогательное оборудование подстанции.

Проектируемая подстанция необходима для обеспечения электроэнергией электроприемников I-ой и II-ой категории, так как сбой в его электроснабжении может привести к нарушению сложного технологического процесса, а также серьезным экономическим потерям, поэтому проектируемая подстанция должна отвечать требованиям надежности электроснабжения потребителей II категории.

Учитывается дальнейшее развитие и расширение данной подстанции, а, следовательно, предусмотрено возможное увеличение потребляемой мощности, что должно отразиться на выборе энергетического оборудования.

Релейная защита является основным видом защит от повреждений и ненормальных режимов работы оборудования на подстанции. Релейная защита должна удовлетворять требованиям, основными из которых являются селективность, чувствительность, быстрдействие, надежность.

В связи с развитием электрических систем, характеризующимся в основном ростом единичных мощностей агрегатов и блоков, повышением напряжения и пропускной способности линий электропередачи, а также интенсификацией использования оборудования необходимо решить ряд проблем, обусловленных повышением и усложнением требований к техническому совершенству и надежности функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

В настоящее время внедрен комплекс устройств РЗА с широким применением интегральных микросхем, как в измерительных органах, так и в логической части.

Надежность функционирования, удовлетворяющая принятым для релейной защиты требованиям, достигается рядом мер и в том числе применением постоянного функционирования автоматического контроля, охватывающего значительную часть элементов, с сигнализацией возникающих неисправностей.

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

1 БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

При разработке данного месторождения потребовалась дополнительная мощность на ПС «Юбилейная». Необходимо будет проверить как это повлияет на работу всей сети. Проверим, соблюдается ли баланс по активной и реактивной мощности в сети с исходными нагрузками.

1.1 Баланс активных мощностей

Баланс активной мощности с учетом потерь при передаче должен соблюдаться, иначе частота будет отклоняться от номинального значения [2].

Баланс по активным мощностям для перспективных нагрузок записывается по формуле (1.1):

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi}. \quad (1.1)$$

Суммарная генерируемая активная мощность электростанций равна суммарному потреблению мощности и рассчитывается по формуле (1.2):

$$\sum P_{\Gamma} = P_I + P_{II}. \quad (1.2)$$

Подставив числовые значения в формулу, получим:

$$\sum P_{\Gamma} = 4 \cdot 7,5 + 4 \cdot 300 = 1230 \text{ МВт.}$$

Потребление активной мощности в системе по формуле (1.3):

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{H}} + \sum P_{\text{CH}} + \sum \Delta P_{\text{Л}} + \sum \Delta P_{\text{T}}. \quad (1.3)$$

Активная мощность нагрузок потребителей по формуле (1.4):

$$\begin{aligned} \sum P_{\text{H}} = & P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + \\ & + P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{\text{эс1}} + P_{\text{эс2}}. \end{aligned} \quad (1.4)$$

Подставив числовые значения, получим:

$$\sum P_{\text{H}} = -10 + 5,8 + 0,9 + 18,8 + 1,1 + 3,8 + 1,5 + 0,8 + 11,4 +$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

$$+5,4 + 117,5 + 100 + 1 + 600 = 858 \text{ МВт.}$$

Мощности собственных нужд (с.н.) электрических станций по формуле (1.5):

$$\sum P_{\text{сн}} = 0,06 \cdot \sum P_{\text{Г}}. \quad (1.5)$$

Подставив числовые значения, получим:

$$\sum P_{\text{сн}} = 0,06 \cdot 1230 = 73,8 \text{ МВт.}$$

Мощности потерь мощности в линиях по формуле (1.6):

$$\sum \Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot \sum P_{\text{н}}. \quad (1.6)$$

Подставив числовые значения в формулу, получим:

$$\sum \Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot 858 = 25,74 \text{ МВт.}$$

Мощности потерь мощности в трансформаторах по формуле (1.7):

$$\sum \Delta P_{\text{Т}} = 0,015 \cdot \sum P_{\text{н}}. \quad (1.7)$$

Подставив числовые значения в формулу (1.7), получим:

$$\sum \Delta P_{\text{Т}} = 0,015 \cdot 858 = 12,87 \text{ МВт.}$$

Подставив числовые значения в формулу (1.3), получим:

$$\sum P_{\text{п}} = 858 + 73,8 + 25,74 + 12,87 = 970,4 \text{ МВт.}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности по формуле (1.8):

$$P_{\text{с}} = \sum P_{\text{Г}} - \sum P_{\text{п}}. \quad (1.8)$$

Подставив числовые значения, получим:

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$P_c = 1230 - 970,4 = 259,6 \text{ МВт.}$$

1.2 Баланс реактивных мощностей

Баланс реактивной мощности по всей системе влияет на уровень напряжения сети [2]. Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство (1.9):

$$\sum Q_G + \sum Q_3 \pm Q_{ку} \pm Q_c = \sum Q_{п}, \quad (1.9)$$

где $\sum Q_G$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами;

$\sum Q_3$ – мощность, генерируемая линиями (зарядная);

$Q_{ку}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств;

Q_c – величина обменной реактивной мощности.

Потребление реактивной мощности в системе по формуле (1.10):

$$\sum Q_{п} = \sum Q_{н} + \sum Q_{сн} + \sum \Delta Q_{л} + \sum \Delta Q_{т}. \quad (1.10)$$

Мощность нагрузок потребителей по формуле (1.11):

$$\sum Q_{н} = \sum q_i. \quad (1.11)$$

Подставив числовые значения в формулу, получим:

$$\begin{aligned} \sum Q_{н} = & -15 + 1,8 + 0,5 + 9,32 + 0,3 + 1,1 + 0,4 + 0,4 + 4,3 + \\ & + 1,2 + 58,1 - 30 + 20 + 100 = 152,4 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Мощность собственных нужд электрических станций по формуле (1.12):

$$\sum Q_{сн} = \sum P_{сн} \cdot tg(\varphi_{сн}). \quad (1.12)$$

Подставив числовые значения, получим:

$$\sum Q_{сн} = 73,8 \cdot 0,7 = 51,66 \text{ Мвар.}$$

Потери мощности в линиях по формуле (1.13):

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

$$\Sigma \Delta Q_{\text{л}} = 0,06 \cdot \Sigma Q_{\text{н}}. \quad (1.13)$$

Подставив числовые значения, получим:

$$\Sigma \Delta Q_{\text{л}} = 0,06 \cdot 152,4 = 9,145 \text{ Мвар.}$$

Потери мощности в трансформаторах по формуле (1.14):

$$\Sigma \Delta Q_{\text{т}} = 0,09 \cdot \Sigma Q_{\text{н}}. \quad (1.14)$$

Подставив числовые значения в формулу, получим:

$$\Sigma \Delta Q_{\text{т}} = 0,09 \cdot 152,4 = 13,72 \text{ Мвар.}$$

Подставив числовые значения в формулу (1.10), получим:

$$\Sigma Q_{\text{п}} = 152,4 + 51,66 + 9,145 + 13,72 = 226,9 \text{ Мвар.}$$

Величину реактивной мощности, поступающую от электростанции, определяют по коэффициенту мощности генераторов по формуле (1.15):

$$\Sigma Q_{\text{г}} = \Sigma P_{\text{г}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{г}}). \quad (1.15)$$

Подставив числовые значения в формулу, получим:

$$\Sigma Q_{\text{г}} = 1230 \cdot \text{tg}(\arccos(0,95)) = 404,3 \text{ Мвар.}$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями, приблизительно можно брать: для одноцепных линий 110 кВ – 30 квар/км, 220 кВ – 120 квар/км. Тогда генерируемая линиями реактивная мощность находится по формуле (1.16):

$$\Sigma Q_{\text{з}} = 0,03 \cdot l_{110} + 0,12 \cdot l_{220}. \quad (1.16)$$

Подставив числовые значения в формулу, получим:

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\begin{aligned} \Sigma Q_3 = & 0,03 \cdot (2 \cdot 15 + 48 + 37,6 + 30,4 + 11,5 + 35,3 + 31,6 + \\ & + 20,6 + 23,7 + 12 + 45 + 41 + 30,4 + 115,1 + 2 \cdot 145,6 + 2 \cdot 1,1) + \\ & + 0,12 \cdot 2 \cdot 25 = 0,03 \cdot 805,6 + 0,12 \cdot 50 = 30,17 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Обменной реактивной мощностью соседней энергосистемы по формуле (1.17):

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg}(\varphi_c). \quad (1.17)$$

Подставив числовые значения в формулу, получим:

$$Q_c = 259,6 \cdot 0,35 = 90,86 \text{ Мвар.}$$

Мощность компенсирующих устройств определяется по формуле (1.18):

$$Q_{\text{ку}} = \Sigma Q_{\text{п}} - \Sigma Q_{\text{г}} - \Sigma Q_3 + Q_c. \quad (1.18)$$

Подставив числовые значения, получим:

$$Q_{\text{ку}} = 226,9 - 404,3 - 30,17 + 90,86 = -116,7 \text{ Мвар.}$$

Мощность компенсирующих устройств, работающих в режиме потребления реактивной мощности – 116,7 Мвар. Ближайшие устройства – синхронные компенсаторы (СК) 2хКСВБО 100-11У1, номинальной мощностью 100 МВА. Синхронный компенсатор трехфазного тока предназначен для регулирования реактивной мощности и напряжения сети при частоте 50 Гц [3]. В режиме недо возбуждения СК потребляет реактивную мощность из сети. Величина располагаемой реактивной мощности СК в режиме недо возбуждения ограничивается минимальным током возбуждения и составляет 50 % от номинальной мощности СК. Предположительное место установки 2хКСВБОМ 100-11У1 – шины низкого напряжения подстанции «Газовая» 220/10 кВ.

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Анализ существующей сети внешнего электроснабжения включает рассмотрение её работы с точки зрения загрузки основных элементов (линий, трансформаторов), условий регулирования напряжения, экономичности.

2.1 Анализ работы трансформаторов на подстанциях

На понижающих двухтрансформаторных подстанциях 110/10 кВ установлены трансформаторы, показанные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Установленные трансформаторы на подстанциях

№	Название п/ст	Трансформаторы 2хТ	Нагрузка P+jQ, МВА	Нагрузка S, МВА
1	Сибайский ПП	ТДН-16000/110	-10-j15	18,03
2	Баймак	ТМН-6300/110	5,8+j1,8	6,07
3	Юлдыбаево	ТМН-2500/110	0,9+j0,5	1,03
4	Юбилейная	ТДН-10000/110	18,8+j9,32	20,98
5	Бузавлык	ТМН-2500/110	1,1+j0,3	1,14
6	Зилаир	ТМН-6300/110	3,8+j1,1	3,96
7	Галиахметова	ТМН-2500/110	1,5+j0,4	1,55
8	Ивановка	ТМН-2500/110	0,8+j0,4	0,894
9	Бурибай	ТДН-10000/110	11,4+j4,3	12,18
10	Акъяр	ТМН-6300/110	5,4+j1,2	5,53
11	ГПП Гая	ТДЦ-100000/110	117,5+j58,1	131,1
12	Ир. ГРЭС 110	ТДЦ-80000/110	100-j30	104,4

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения. Аварийную перегрузку $k_{ав}$ примем равной 140%.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном II-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях. Для понижающих подстанций должно выполняться условие (2.1):

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк}) \cdot S_T} \leq k_{ав}, \quad (2.1)$$

где S_T , n_T – количество и единичная мощность трансформаторов;
 $n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов.

Мощность в аварийном режиме определяется по наибольшей нагрузке с учётом возможного резервирования по сети низкого напряжения по формуле (2.2):

$$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез} \quad (2.2)$$

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме по формуле (2.3):

$$\underline{S}_{нб} = k_m \cdot \underline{S}_{н(макс)}, \quad (2.3)$$

где k_m - коэффициент совмещения максимума.

При проектировании можно принять $k_m = 1$, $\underline{S}_{нрез} = 0$. Сведем данные по проверке трансформаторов в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов п/ст

№ п/ст	$S_{нб}$, МВА	$S_{ав}$, МВА	S_T , МВА	k_3 , %	$k_{ав}$, %	Есть перегрузка?
1	18,03	18,03	2x16	56	112,7	нет
2	6,07	6,07	2x6,3	48,2	96,3	нет
3	1,03	1,03	2x2,5	20,6	41,2	нет
4	20,98	20,98	2x10	104,9	209,8	да
5	1,14	1,14	2x2,5	22,8	45,6	нет
6	3,96	3,96	2x6,3	31,4	62,8	нет
7	1,55	1,55	2x2,5	31	62	нет
8	0,894	0,894	2x2,5	17,9	35,8	нет
9	12,18	12,18	2x10	60,9	121,8	нет
10	5,53	5,53	2x6,3	43,9	87,8	нет
11	131,1	131,1	2x100	65,6	131,1	нет
12	104,4	104,4	2x80	65,25	130,5	нет

На подстанции 4 (Юбилейная) требуется замена понижающих трансформаторов. То есть требуется реконструкция подстанции, с выбором оборудования, соответствующего большей нагрузке.

Предлагается к заменить трансформаторы 2xТДН-10000/110 на трансформаторы 2xТДН-16000/110.

2.2 Анализ работы трансформаторов на электростанциях

Для блочных схем генератор-трансформатор мощность трансформатора S_T должна соответствовать номинальной мощности генератора. В нашем случае трансформаторы подобраны верно (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов ЭС

ЭС, №	$S_{ном ген},$ МВА	Трансформаторы	$k_3,$ %	Необходимость замены
1	2x7,5	ТРДН-25000 /110	60	нет
2	300	ТДЦ-400000/220	75	нет
	259,6	АТДЦТН-250000/220	52	нет

2.3 Проверка сечений проводов

Для расчета приближенного потокораспределения в сложной многоконтурной схеме необходимо воспользоваться программными средствами – Networks.

Существующая сеть избыточная (рисунок 2.1). В рассматриваемом максимальном режиме напряжение в узлах слишком низкое, необходима компенсация реактивной мощности на узловых подстанциях.

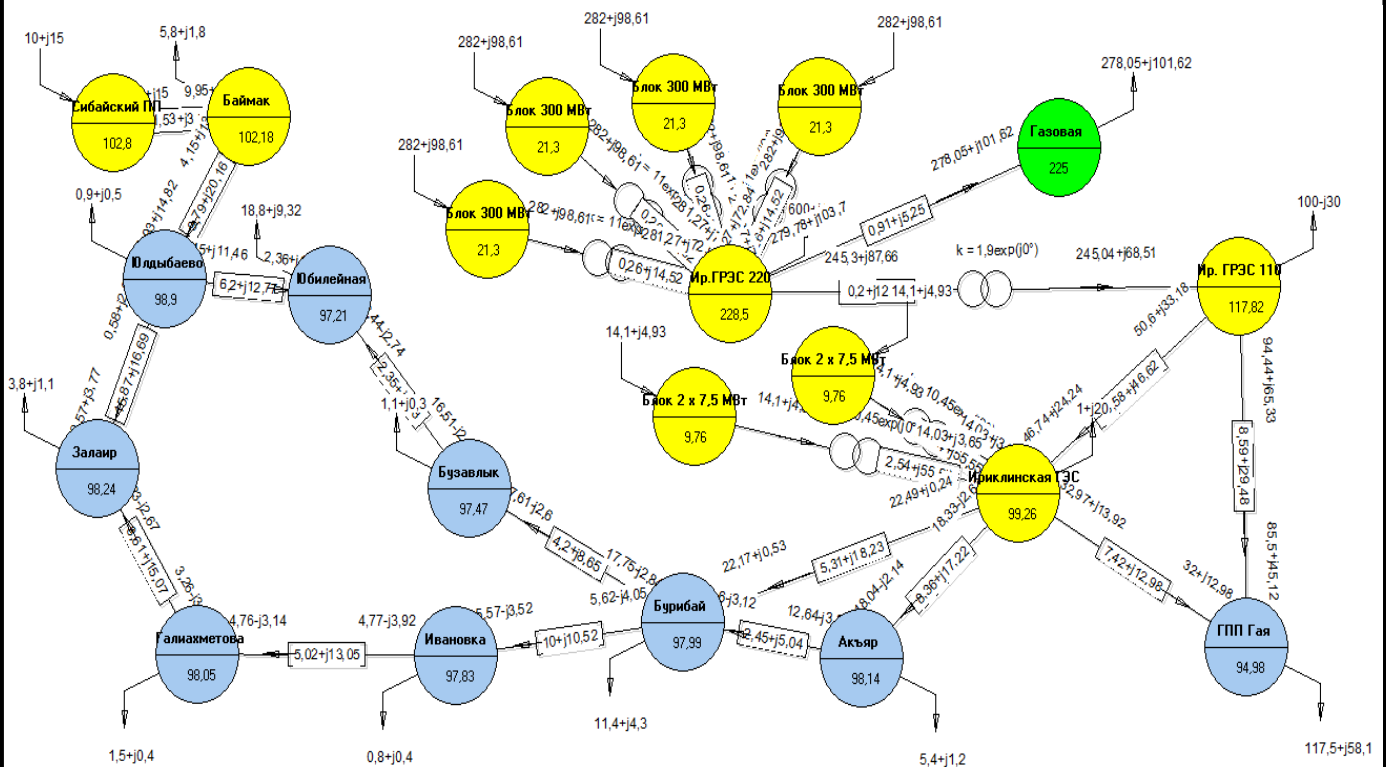


Рисунок 2.1 – Карта режима существующей сети

Поставим БСК на 12,5 Мвар на подстанции Бурибай, чтобы поднять напряжение до допустимых значений (рисунок 2.2).

Для проверки по допустимому току составим таблицу 2.4, в которой указаны узлы начала и конца линий, марки проводов, ток в линиях при существующем режиме и длительно допустимые токи этих линий.

Также проведем проверку по короне, сечение проводов линий 110 кВ должно быть не менее 70 мм², для линий 220 кВ должно быть не менее 240 мм².

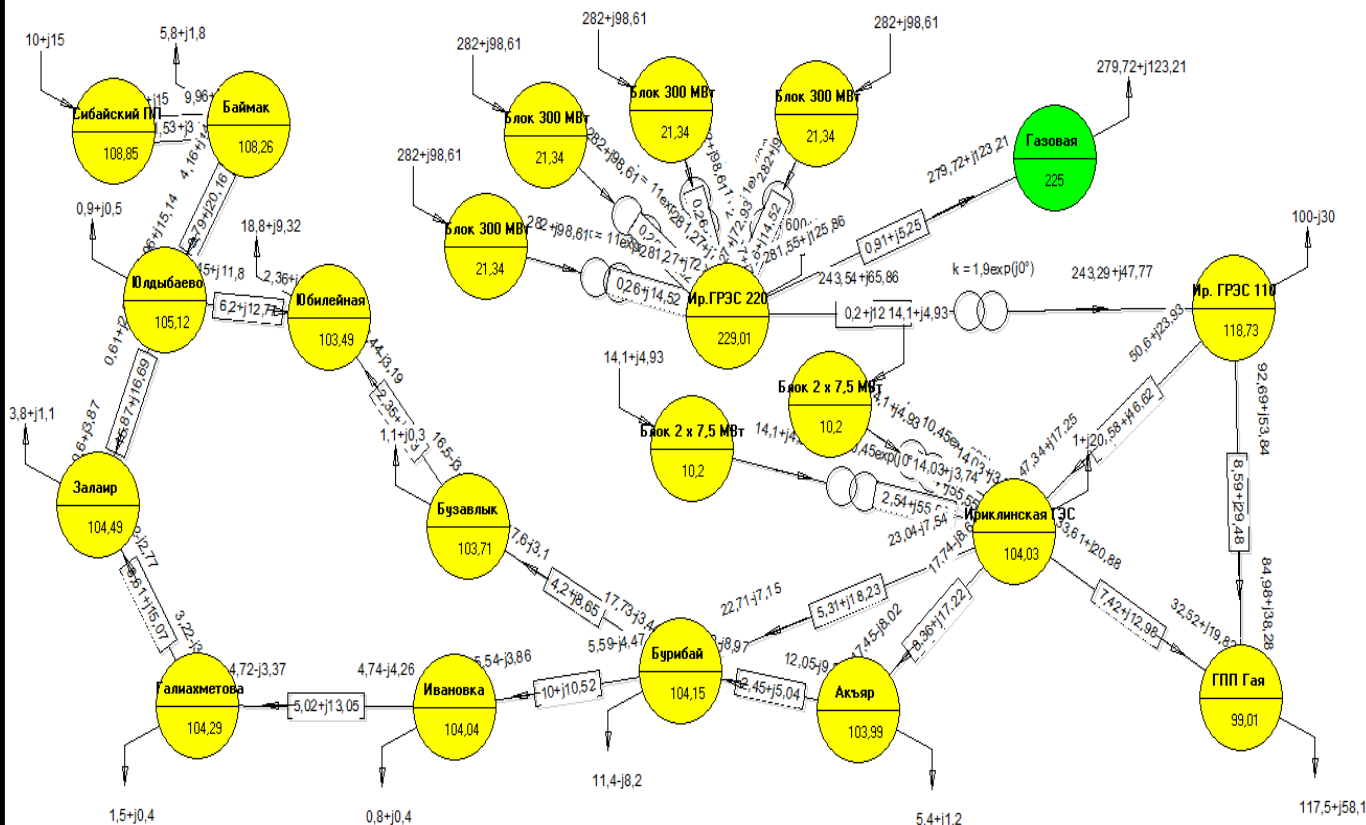


Рисунок 2.2 – Карта режима после установки БСК

Таблица 2.4 – Токи в линиях

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Идоп, А
1	Сибайский ПП	Баймак	2хАС-150/24	48,88	450
2	Баймак	Юлдыбаево	АС-150/24	82,13	450
3	Юлдыбаево	Залаир	АС-70/11	18,8	265
4	Юлдыбаево	Юбилейная	АС-150/24	68,63	450
5	Бузавлык	Юбилейная	АС-150/24	93,62	450
6	Галияхметова	Залаир	АС-120/19	25,36	390
7	Ивановка	Галияхметова	АС-185/29	33,7	510
8	Бурибай	Бузавлык	АС-150/24	99,81	450
9	Бурибай	Ивановка	АС-70/11	38,55	265
10	Акъяр	Бурибай	АС-150/24	83,64	450
11	Ириклинская ГЭС	Бурибай	АС-240/32	133,31	610
12	Ириклинская ГЭС	Акъяр	АС-150/24	108,05	450
13	Ириклинская ГЭС	ГПП Гая	АС-120/19	220,88	390
14	Ир. ГРЭС 110	Ириклинская ГЭС	АС-240/32	276,76	610

Продолжение таблицы 2.4

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Идоп, А
15	Ир. ГРЭС 110	ГПП Гая	2хАС-240/32	267,53	610
16	Ир.ГРЭС 220	Газовая	2хАС-400/51	390,5	825

Токи в линиях меньше чем допустимый ток этих линий.

2.4 Анализ работы электрической сети 110 кВ и выбор сечений ЛЭП

Необходимо провести расчеты работы линий в послеаварийном режиме.

При этом, одновременном отключении двух цепей двухцепной линии не рассматривается, для таких линий наибольший ток имеет место при отключении одной цепи.

Результаты расчетов целесообразно представить в виде таблицы 2.5.

В данном случае в нормальном режиме наибольшее отклонение напряжения 9,99%, что меньше, чем 10%. При отключении одной цепи 1 линии, в другой цепи этой двухцепной линии ток увеличился вдвое, что подтверждает теорию. Отключение же 2 линии делает сеть разомкнутой, в программе такие режимы не рассчитываются. Аналогично продолжим расчет.

Таблица 2.5 – Токи в линиях и отклонение напряжения в узлах

Линии	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Норм р.	48,88	82,13	18,8	68,63	93,62	25,36	33,7	99,81	38,55
1	96,57	79,45	17,96	66,71	93,46	24,89	33,32	99,67	38,19
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	48,77	81,97	-	84,45	95,01	21,7	29,85	101,09	34,36
4	46,51	78,89	82,34	-	119,74	81,28	85,66	125,01	88,75
5	52,61	87,3	101,26	127,4	-	122,51	131,6	6,22	136,48
6	48,99	82,29	21,3	82,7	115,34	-	8,39	121,51	13,09
7	49,03	82,34	29,46	86,79	124,58	8,37	-	130,74	4,48
8	53,2	88,12	108,73	135,5	6,9	130,35	139,46	-	144,33
9	48,99	82,29	34,05	90,31	129,75	13,28	4,46	135,9	-
10	48,7	81,88	18,74	68,49	93,26	25,29	33,62	99,43	38,47
11	50,14	83,86	19,22	69,58	96,13	25,84	34,26	102,48	39,13
12	49,17	82,52	18,9	68,84	94,2	25,47	33,82	100,42	38,68
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	47,6	80,37	18,38	67,68	91,12	24,89	33,15	97,15	38,01
АТ	50,73	84,68	19,41	70,03	97,32	26,06	34,54	103,74	39,41
I нб	96,57	88,12	108,73	135,5	129,75	130,35	139,46	135,9	144,33
Идоп	450	450	265	450	450	390	510	450	265
Кзагр	0,21	0,20	0,41	0,30	0,29	0,33	0,27	0,30	0,54

Продолжение таблицы 2.6

Линии	10	11	12	13	14	15	16	ΔU нб%
Норм р.	83,64	133,31	108,05	220,88	276,76	267,53	390,5	9,99%
1	83,17	132,98	107,85	220,26	277,69	268,35	389,98	10,14%
2	-	-	-	-	-	-	-	-
3	82,62	132,57	107,59	219,68	278,6	269,18	389,49	10,28%
4	84,01	134,74	109,32	217,63	281,52	271,04	387,88	10,47%
5	84,56	136,7	111,06	213,39	288,01	275,87	384,41	14,21%
6	82,66	132,68	107,69	219,49	278,88	269,38	389,33	10,31%
7	82,78	132,88	107,85	219,25	279,22	269,61	389,15	10,34%
8	84,67	137,31	111,61	211,93	290,38	277,67	383,17	15,44%
9	83,08	133,19	108,07	219,33	279,08	269,43	389,22	10,29%
10	-	213,19	30,43	219,47	278,88	269,33	389,33	10,29%
11	217,63	-	245,29	214,22	286,97	275,41	385	11,16%
12	30,72	240,78	-	217,38	282,21	272,09	387,55	10,74%
13	-	-	-	-	-	-	-	-
14	-	-	-	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-
16	81,82	130,12	105,41	215,38	267,3	258,44	775,66	7,11%
АТ	86,34	138,02	111,94	228,91	290,62	280,8	378,59	13,88%
I нб	217,63	240,78	245,29	220,88	290,38	277,67	775,66	
Идоп	450	610	450	390	610	610	825	
Кзагр	0,48	0,39	0,55	0,57	0,48	0,46	0,94	

Таким образом, видно, что наибольшее отклонение напряжение в послеаварийном режиме не превышает норму. Коэффициент загрузки линий, при отключении любой из линии схемы < 1 . Однако в схеме есть линии, при отключении которых итерационный процесс в программе расходится (схема сети становится разомкнутой).

Отклонение напряжения в узлах в послеаварийных режимах не достигает 20%. Нормальным в таких режимах считается отклонение 15–20%.

3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

3.1 Режим максимальных нагрузок

Максимальный режим – это режим, в котором работают все линии, все электростанции установленные в сети, и потребляется мощность в режиме наибольших нагрузок.

Для выполнения расчета, воспользуемся программой Networks и построим таблицу по току в максимальном режиме (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Токи в линиях в максимальном режиме

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
1	Сибайский ПП	Баймак	2хАС-150/24	48,88	450	0,326
2	Баймак	Юлдыбаево	АС-150/24	82,13	450	0,548
3	Юлдыбаево	Залаир	АС-70/11	18,8	265	0,269
4	Юлдыбаево	Юбилейная	АС-150/24	68,63	450	0,458
5	Бузавлык	Юбилейная	АС-150/24	93,62	450	0,624
6	Галиахметова	Залаир	АС-120/19	25,36	390	0,211
7	Ивановка	Галиахметова	АС-185/29	33,7	510	0,182
8	Бурибай	Бузавлык	АС-150/24	99,81	450	0,665
9	Бурибай	Ивановка	АС-70/11	38,55	265	0,551
10	Акъяр	Бурибай	АС-150/24	83,64	450	0,558
11	Ириклинская ГЭС	Бурибай	АС-240/32	133,31	610	0,555
12	Ириклинская ГЭС	Акъяр	АС-150/24	108,05	450	0,72
13	Ириклинская ГЭС	ГПП Гая	АС-120/19	220,88	390	1,841
14	Ир. ГРЭС 110	Ириклинская ГЭС	АС-240/32	276,76	610	1,153
15	Ир. ГРЭС 110	ГПП Гая	2хАС-240/32	267,53	610	1,115
16	Ир.ГРЭС 220	Газовая	2хАС-400/51	390,5	825	0,976

Из данной таблице видно, что все линии в максимальном режиме проходят по допустимому току, а также экономическая плотность тока в линиях, в основном близка к экономической плотности – 1 А/мм², и не превышает значения 2 А/мм².

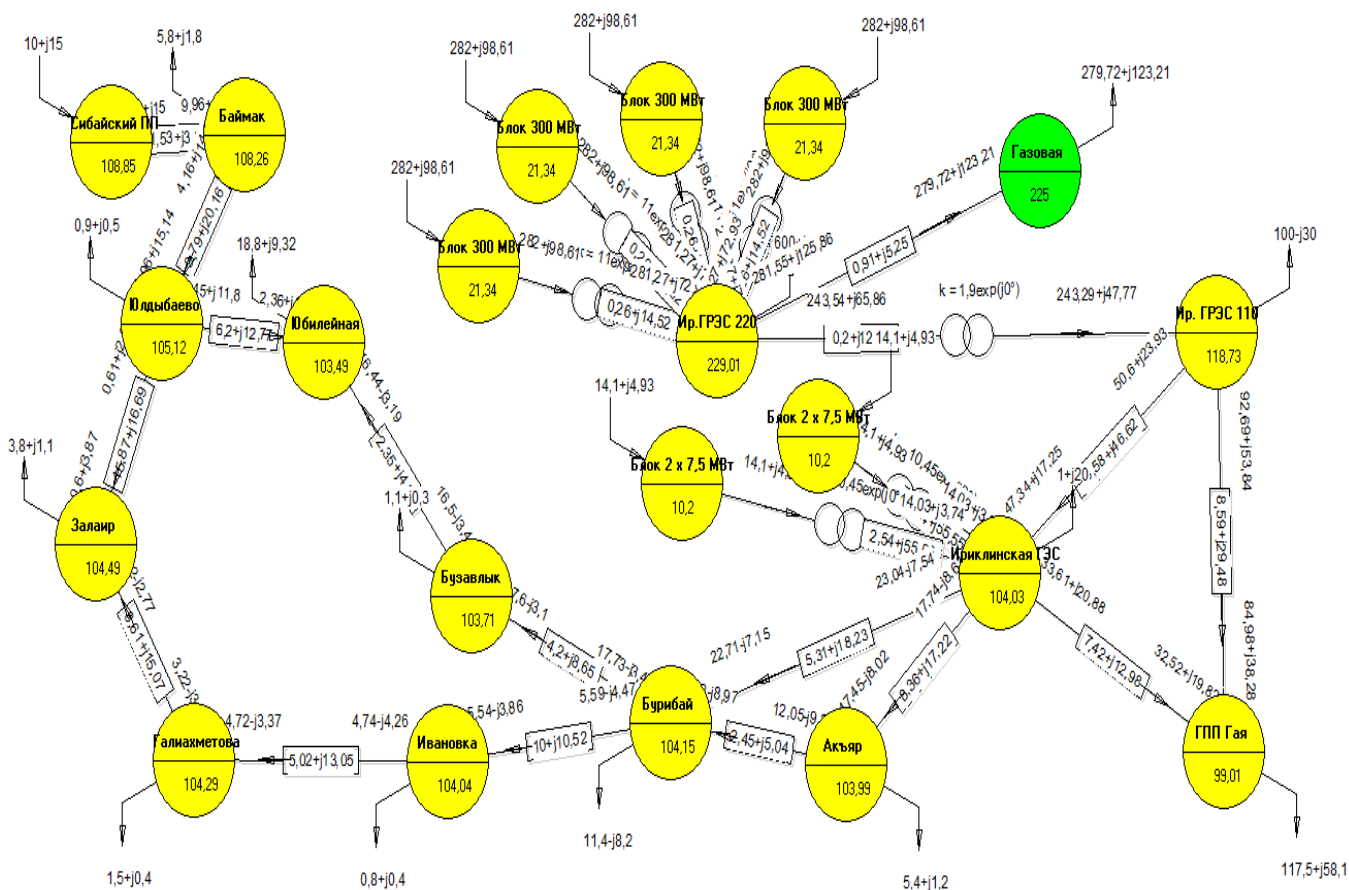


Рисунок 3.1 – Карта максимального режима работы сети

Рабочее напряжение в максимальном режиме (рисунок 3.1) рассмотрим по таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Напряжение в узлах в максимальном режиме

Узлы	U _p , кВ	U _{ном} , кВ	ΔU, %
Сибайский ПП	108,85	110	1,05%
Баймак	108,26	110	1,58%
Юлдыбаево	105,12	110	4,44%
Юбилейная	103,49	110	5,92%
Бузавлык	103,71	110	5,72%
Зилаир	104,49	110	5,01%
Галиахметова	104,29	110	5,19%
Ивановка	104,04	110	5,42%
Бурибай	104,15	110	5,32%
Акъяр	103,99	110	5,46%
ГПП Гая	99,01	110	9,99%
Ир. ГРЭС 110	118,73	110	-7,94%
ЭС1 – Ириклинская ГЭС	104,03	110	5,43%
ЭС2 – Ир. ГРЭС 220	229,01	220	-4,10%
Газовая	225	220	-2,27%

Отклонение напряжения в узлах в максимальном режиме находится в допустимых пределах – до 10%.

3.2 Режим минимальных нагрузок

Минимальный режим – это режим, в котором работают все линии, все электростанции установленные в сети, но потребляется мощность, равная 80% режима наибольших нагрузок (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Нагрузки в минимальном режиме

№ п/п	Название	Нагрузка P+jQ, МВА
2	Баймак	4,64+j1,44
3	Юлдыбаево	0,72+j0,4
4	Юбилейная	15,04+j7,456
5	Бузавлык	0,88+j0,24
6	Зилаир	3,04+j0,88
7	Галиахметова	1,2+j0,32
8	Ивановка	0,64+j0,32
9	Бурибай	9,12-j9,06+j12,5=9,12+j3,44
10	Акъяр	4,32+j0,96
11	ГПП Гая	94+j46,48
12	Ир. ГРЭС 110	80-j41,2+j65=80+j23,8
13	ЭС1 – Ириклинская ГЭС	0,8+j19,8
14	ЭС2 – Ир. ГРЭС 220	480+j80

В минимальном режиме напряжение сильно поднялось (рисунок 3.2). Необходимо отключить на подстанции Бурибай компенсирующее устройство, генерирующее 12,5 Мвар реактивной мощности.

А также, на Ириклинской ГРЭС 110 (подстанции) изменить степень регулирования компенсирующего устройства (если это возможно), тем самым снизить выработку реактивной энергии.

Для того, чтобы снизить напряжение на Ириклинской ГРЭС 110, пришлось бы убрать как минимум 65 Мвар выработки на этой подстанции (или поставить компенсирующее устройство, потребляющее реактивную мощность).

На рисунке 3.3 видно, что удалось снизить напряжение до допустимого уровня.

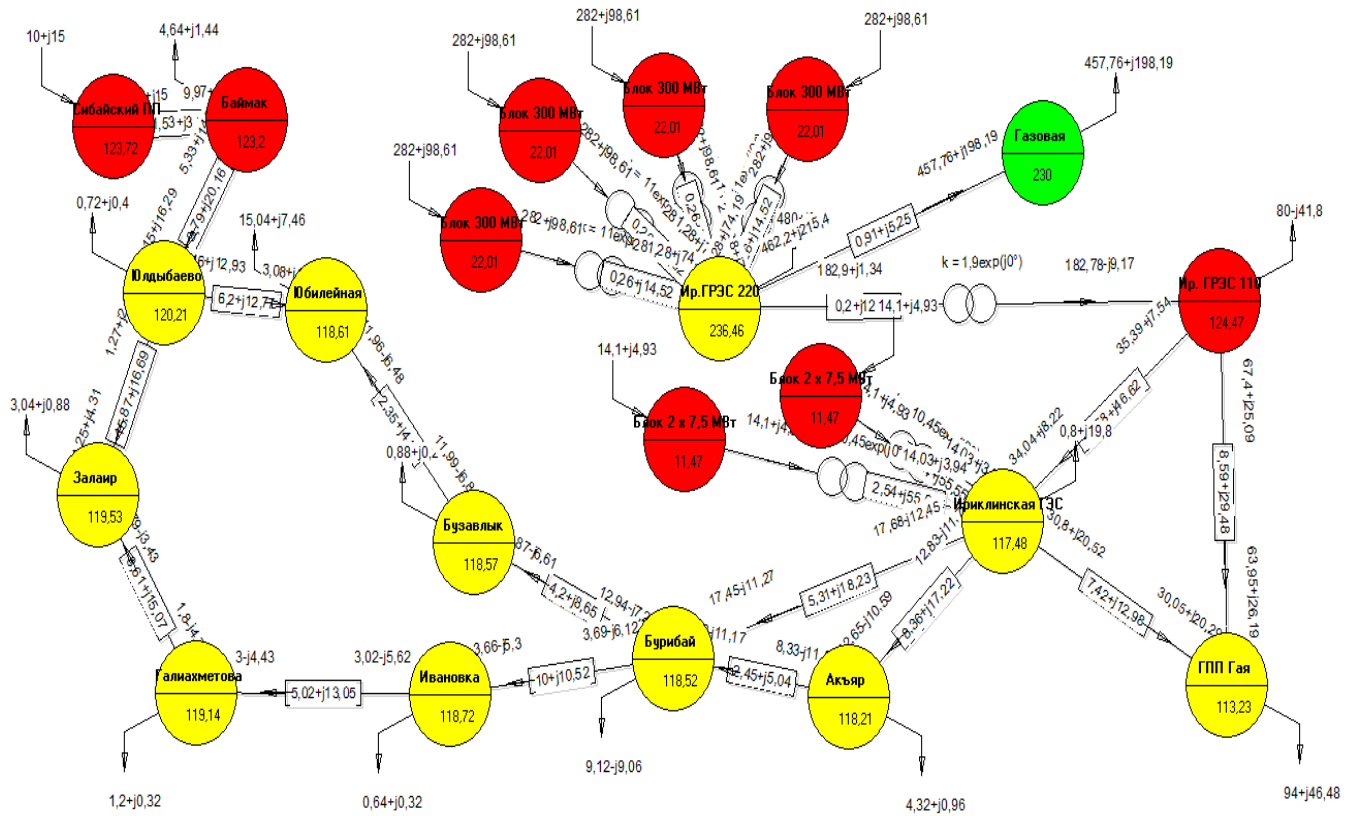


Рисунок 3.2 – Карта минимального режима работы сети

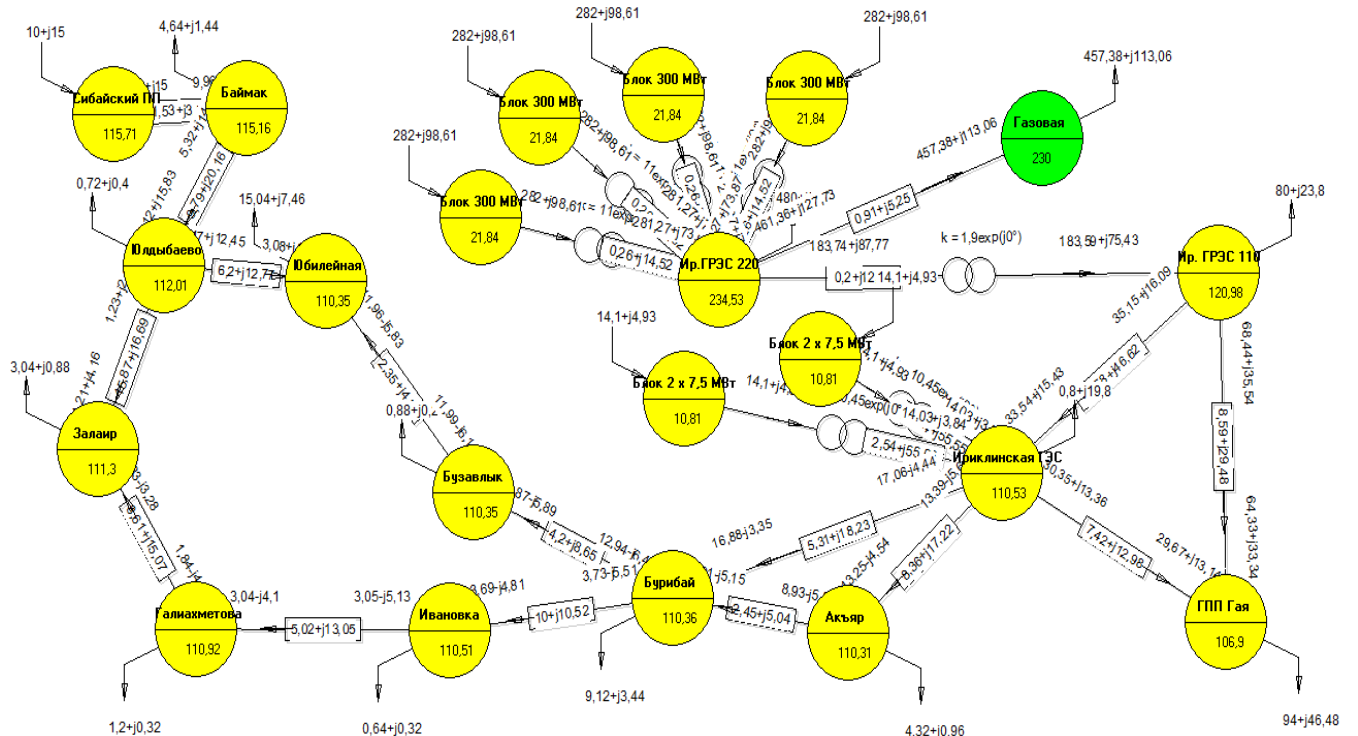


Рисунок 3.3 – Карта минимального режима работы сети с нормальным уровнем по напряжению

Построим таблицу по напряжению в минимальном режиме (таблица 3.4).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 3.4 – Напряжение в узлах в минимальном режиме

Узлы	U _p , кВ	U _{ном} , кВ	ΔU, %
Сибайский ПП	115,71	110	-5,19%
Баймак	115,16	110	-4,69%
Юлдыбаево	112,01	110	-1,83%
Юбилейная	110,35	110	-0,32%
Бузавлык	110,35	110	-0,32%
Зилаир	111,3	110	-1,18%
Галиахметова	110,92	110	-0,84%
Ивановка	110,51	110	-0,46%
Бурибай	110,36	110	-0,33%
Акъяр	110,31	110	-0,28%
ГПП Гая	106,9	110	2,82%
Ир. ГРЭС 110	120,98	110	-9,98%
ЭС1 – Ириклинская ГЭС	110,53	110	-0,48%
ЭС2 – Ир. ГРЭС 220	234,53	220	-6,60%
Газовая	230	220	-4,55%

Напряжение сети в минимальном режиме не отклоняется более чем на 10% от номинального.

3.3 Наиболее тяжелый послеаварийный режим работы сети

Из таблицы 2.5 видно, что самые тяжелые режимы возникают при отключении 8 и 16 линий. При отключении 8 линии возникает самый тяжелый режим по напряжению, 16 – оставшаяся цепь наиболее загружена.

Результаты моделирования послеаварийного режима (отключения одной цепи двухцепной 16 линии) представлены на рисунке 3.4.

В таблице 3.5 показаны токи в линиях при отключении цепи 16 линии.

Таблица 3.5 – Токи в линиях в послеаварийном режиме

Линия	УН	УК	Марка	I, А	I _{доп} , А
1	Сибайский ПП	Баймак	2хАС-150/24	47,6	450
2	Баймак	Юлдыбаево	АС-150/24	80,37	450
3	Юлдыбаево	Залаир	АС-70/11	18,38	265
4	Юлдыбаево	Юбилейная	АС-150/24	67,68	450
5	Бузавлык	Юбилейная	АС-150/24	91,12	450
6	Галиахметова	Залаир	АС-120/19	24,89	390
7	Ивановка	Галиахметова	АС-185/29	33,15	510
8	Бурибай	Бузавлык	АС-150/24	97,15	450

Продолжение таблицы 3.5

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Идоп, А
9	Бурибай	Ивановка	АС-70/11	38,01	265
10	Акъяр	Бурибай	АС-150/24	81,82	450
11	Ириклинская ГЭС	Бурибай	АС-240/32	130,12	610
12	Ириклинская ГЭС	Акъяр	АС-150/24	105,41	450
13	Ириклинская ГЭС	ГПП Гая	АС-120/19	215,38	390
14	Ир. ГРЭС 110	Ириклинская ГЭС	АС-240/32	267,3	610
15	Ир. ГРЭС 110	ГПП Гая	2хАС-240/32	258,44	610
16	Ир. ГРЭС 220	Газовая	АС-400/51	775,66	825

Токи в линиях проходят по допустимому току для проводов ВЛ.

Из результатов моделирования видно, что в данном режиме разработанная электрическая сеть обеспечивает допустимые отклонения напряжений на всех подстанциях сети.

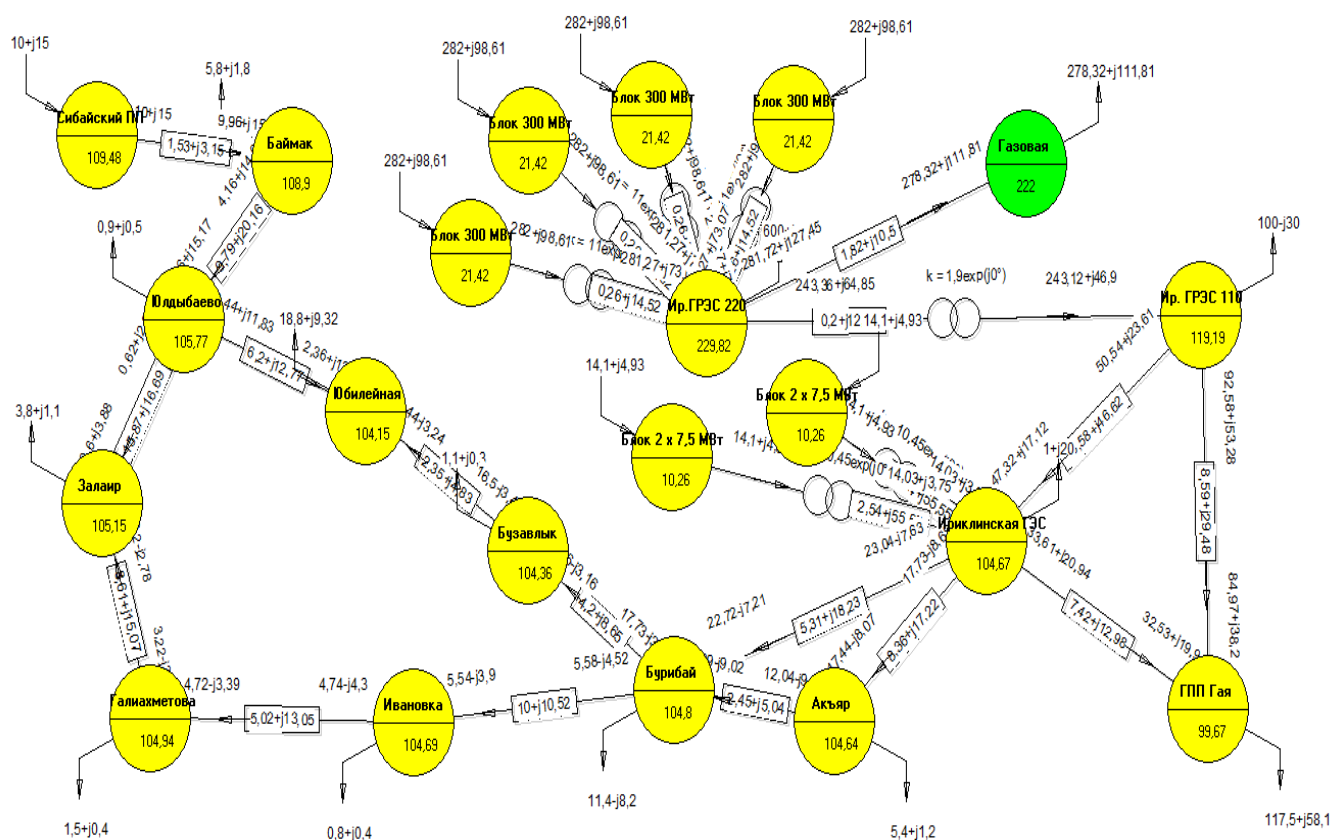


Рисунок 3.4 – Карта послеаварийного режима работы сети

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

П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР

4 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ С УЧЕТОМ ПЕРСПЕКТИВНОГО РОСТА НАГРУЗОК

В рамках ВКР будем считать что нагрузки растут на 2% в год. Тогда через 5 лет существующие нагрузки в узлах вырастут на 10%. Рассчитаем максимальный, минимальный и самый тяжелый послеаварийный режим.

4.1 Режим максимальных нагрузок

Составим таблицу нагрузок в максимальном режиме с учетом перспективного роста (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Нагрузки в максимальном режиме через 5 лет

№ п/п	Название	Нагрузка P+jQ, МВА
2	Баймак	6,38+j1,98
3	Юлдыбаево	0,99+j0,55
4	Юбилейная	20,68+j10,25
5	Бузавлык	1,21+j0,33
6	Зилаир	4,18+j1,21
7	Галияхметова	1,65+j0,44
8	Ивановка	0,88+j0,44
9	Бурибай	12,54+j4,73- j12,5=12,54- j7,77
10	Акъяр	5,94+j1,32
11	ГПП Гая	129,3+j63,91
12	Ир. ГРЭС 110	110-j23,9
13	ЭС1 – Ириклинская ГЭС	1,1+j22
14	ЭС2 – Ир. ГРЭС 220	660+j110

Рабочее напряжение в максимальном режиме с учетом перспективного роста сильно снизилось (рисунок 4.1).

Для того, чтобы поднять напряжение на подстанции Бурибай нужно добавить генерацию реактивной мощности, еще хотя бы на 27, 5 Мвар, то есть будет стоять БСК не 12,5 Мвар, а БСК на 40 Мвар. И тогда получим (рисунок 4.2) карту режима с учетом перспективного роста.

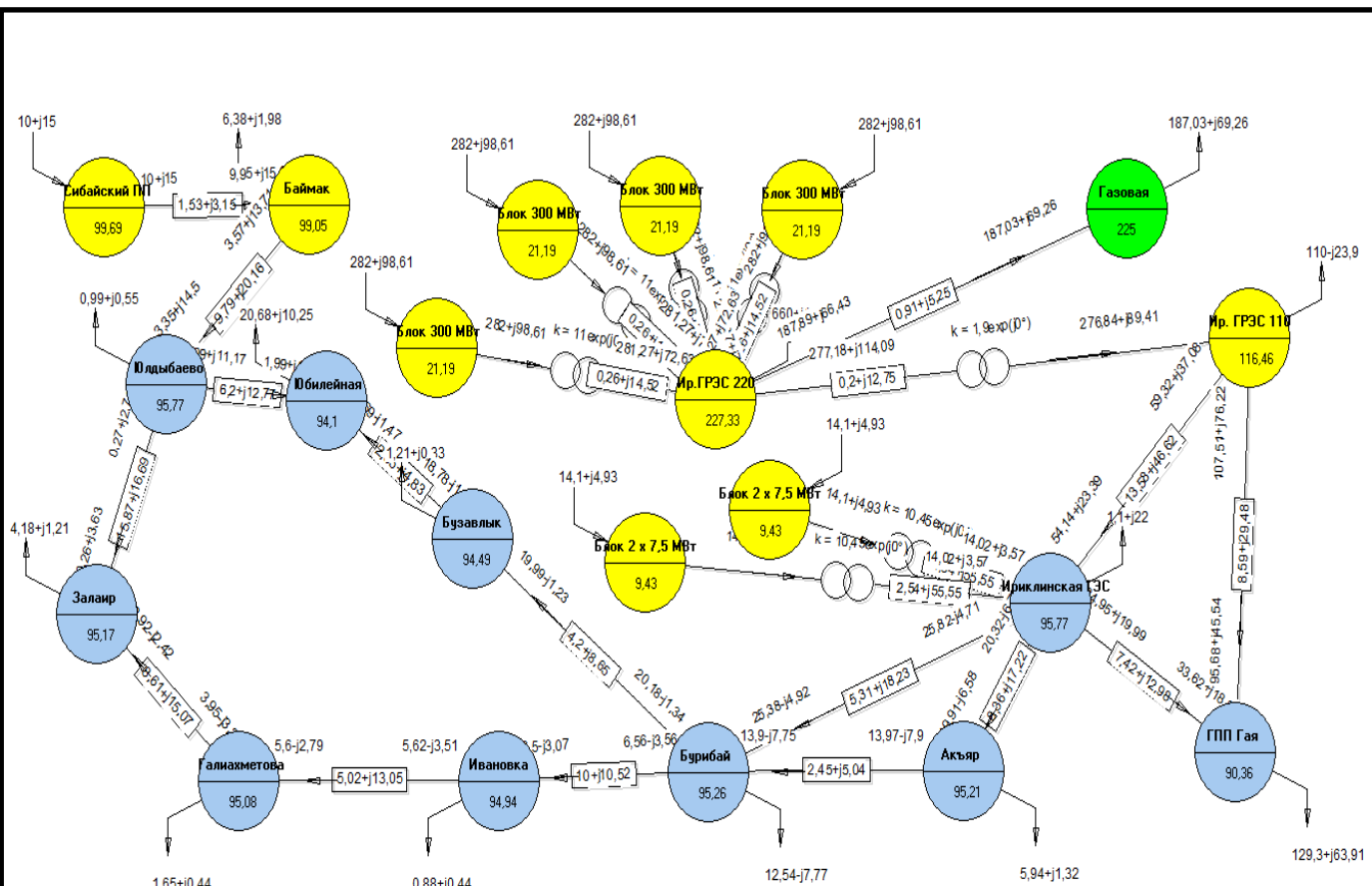


Рисунок 4.1 – Карта максимального режима работы сети через 5 лет

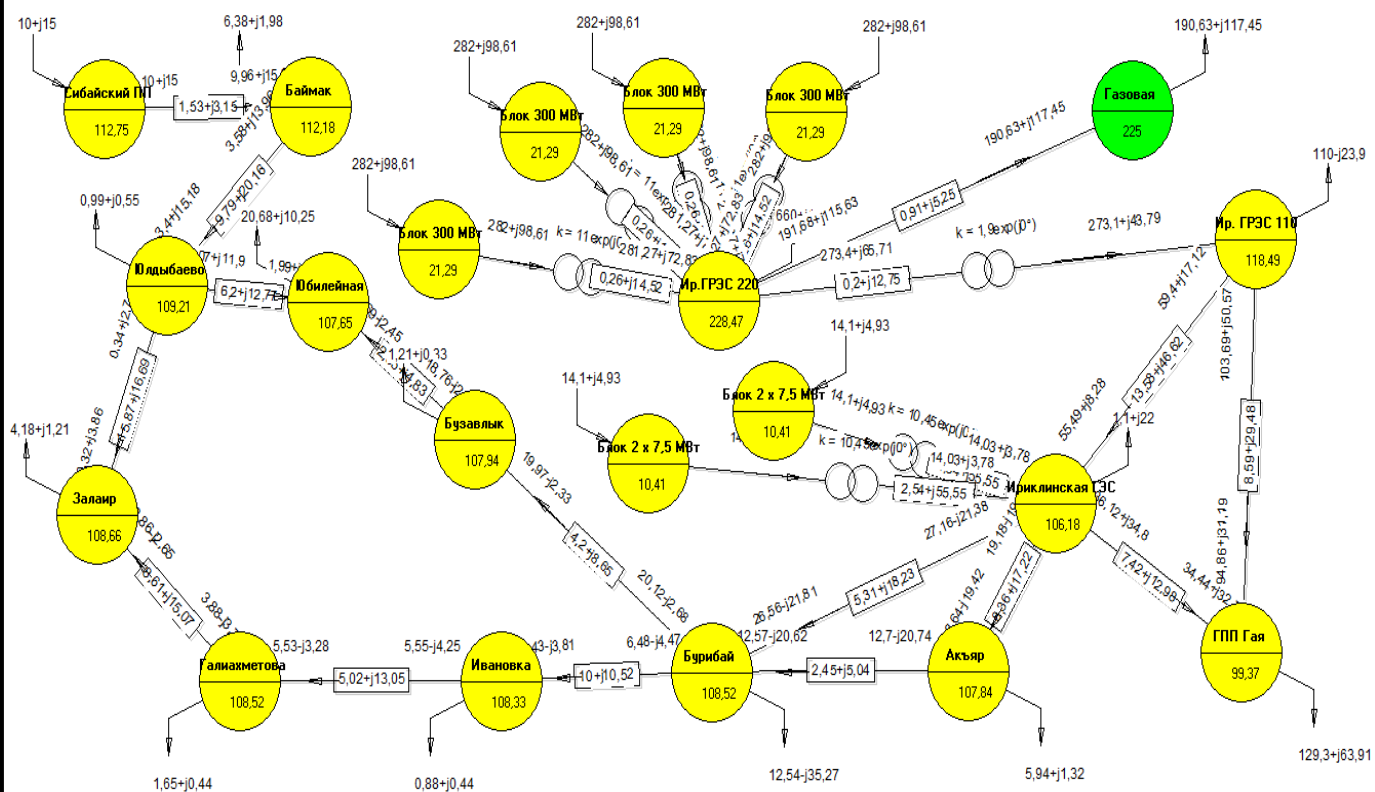


Рисунок 4.2 – Карта максимального режима работы сети через 5 лет после установки БСК

Проверим токи в линиях с учетом перспективного роста (таблица 4.2).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР

Лист

30

Таблица 4.2 – Токи в линиях в максимальном режиме

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
1	Сибайский ПП	Баймак	2хАС-150/24	47,26	450	0,315
2	Баймак	Юлдыбаево	АС-150/24	78,27	450	0,522
3	Юлдыбаево	Залаир	АС-70/11	17,59	265	0,251
4	Юлдыбаево	Юбилейная	АС-150/24	66,39	450	0,443
5	Бузавлык	Юбилейная	АС-150/24	101,22	450	0,675
6	Галиахметова	Залаир	АС-120/19	26,65	390	0,222
7	Ивановка	Галиахметова	АС-185/29	35,68	510	0,193
8	Бурибай	Бузавлык	АС-150/24	107,76	450	0,718
9	Бурибай	Ивановка	АС-70/11	40,83	265	0,583
10	Акъяр	Бурибай	АС-150/24	129,35	450	0,862
11	Ириклинская ГЭС	Бурибай	АС-240/32	185,47	610	0,773
12	Ириклинская ГЭС	Акъяр	АС-150/24	146,63	450	0,978
13	Ириклинская ГЭС	ГПП Гая	АС-120/19	274,42	390	2,287
14	Ир. ГРЭС 110	Ириклинская ГЭС	АС-240/32	304,11	610	1,267
15	Ир. ГРЭС 110	ГПП Гая	2хАС-240/32	287,04	610	1,196
16	Ир.ГРЭС 220	Газовая	2хАС-400/51	285,09	825	0,713

Из данной таблице видно, что все линии в максимальном режиме проходят по допустимому току. Однако, экономическая плотность тока в линии 13 превышает 2 А/мм². В перспективе необходимо будет заменить провод АС-120/19 либо сделать эту линию двухцепной.

Напряжение в узлах представлено в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Напряжение в узлах в максимальном режиме

Узлы	U, кВ	Uном, кВ	ΔU, %
Сибайский ПП	112,75	110	-2,50%
Баймак	112,18	110	-1,98%
Юлдыбаево	109,21	110	0,72%
Юбилейная	107,65	110	2,14%
Бузавлык	107,94	110	1,87%
Залаир	108,66	110	1,22%

Продолжение таблицы 4.3

Узлы	U, кВ	Uном, кВ	ΔU , %
Галиахметова	108,52	110	1,35%
Ивановка	108,33	110	1,52%
Бурибай	108,52	110	1,35%
Акъяр	107,84	110	1,96%
Ириклинская ГЭС	106,18	110	3,47%
ГПП Гая	99,37	110	9,66%
Ир. ГРЭС 110	118,49	110	-7,72%
Ир.ГРЭС 220	228,47	220	-3,85%
Газовая	225	220	-2,27%

Отклонение напряжения в узлах в максимальном режиме находится в допустимых пределах – до 10%.

4.2 Режим минимальных нагрузок

Составим таблицу нагрузок в минимальном режиме с учетом перспективного роста (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Нагрузки в максимальном режиме через 5 лет

№	Название	Нагрузка P+jQ, МВА
2	Баймак	5,104+j1,584
3	Юлдыбаево	0,792+j0,44
4	Юбилейная	16,54+j8,2
5	Бузавлык	0,968+j0,264
6	Зилаир	3,34+j0,968
7	Галиахметова	1,32+j0,352
8	Ивановка	0,704+j0,352
9	Бурибай	10,03+j3,78- j40=10,03- j36,22
10	Акъяр	4,752+j1,056
11	ГПП Гая	103,4+j51,13
12	Ир. ГРЭС 110	88-j27,16
13	ЭС1 – Ириклинская ГЭС	0,88+j17,6
14	ЭС2 – Ир. ГРЭС 220	528+j88

В минимальном режиме напряжение сильно поднялось (рисунок 4.3). Необходимо отключить на подстанции Бурибай компенсирующее устройство, генерирующее 40 Мвар реактивной мощности. А также на Ириклинской ГРЭС 110 (подстанции) изменить ступень регулирования компенсирующего устройства (если это возможно), тем самым снизить выработку реактивной энергии. Для того чтобы, снизить напряжение на Ириклинской ГРЭС 110, пришлось бы убрать как минимум 35 Мвар выработки на этой подстанции (или поставить компенсирующее

устройство, потребляющее реактивную мощность). На рисунке 4.4 видно, что удалось снизить напряжение до допустимого уровня.

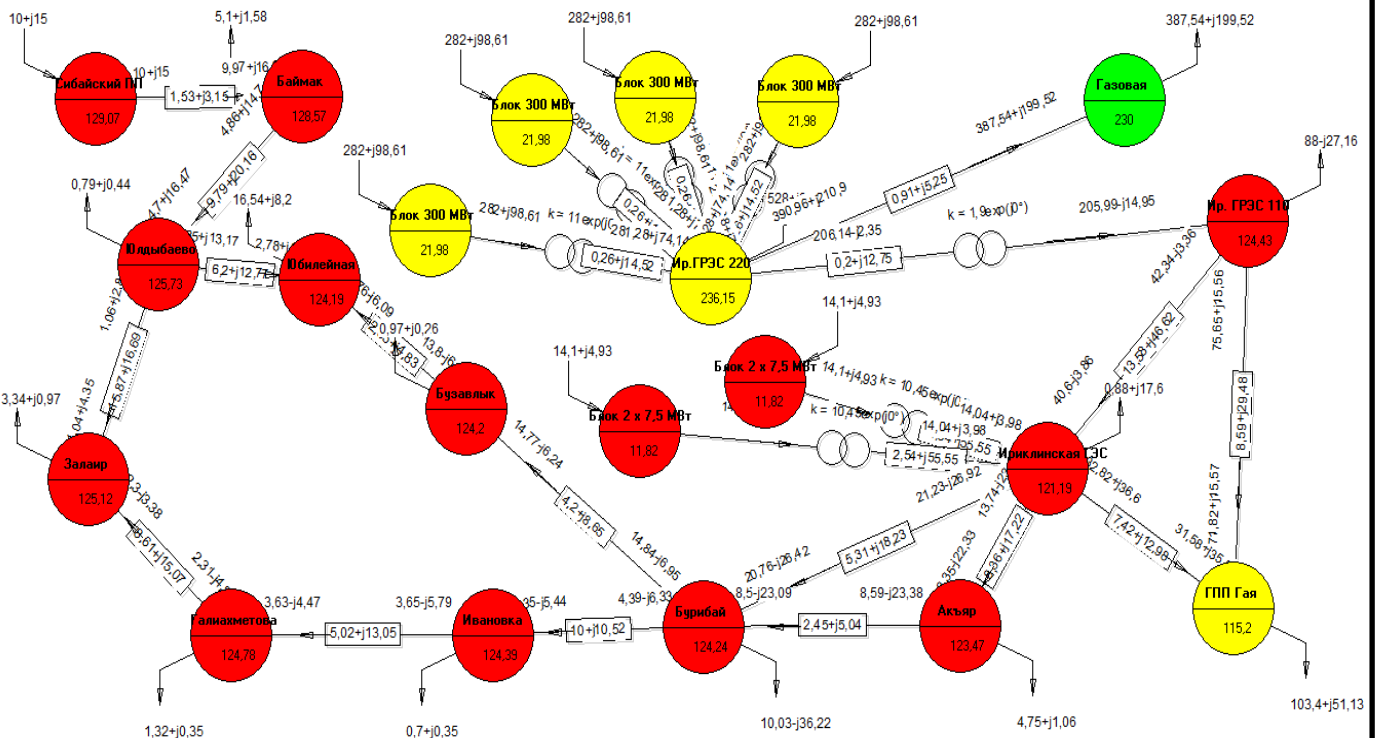


Рисунок 4.3 – Карта минимального режима работы сети через 5 лет

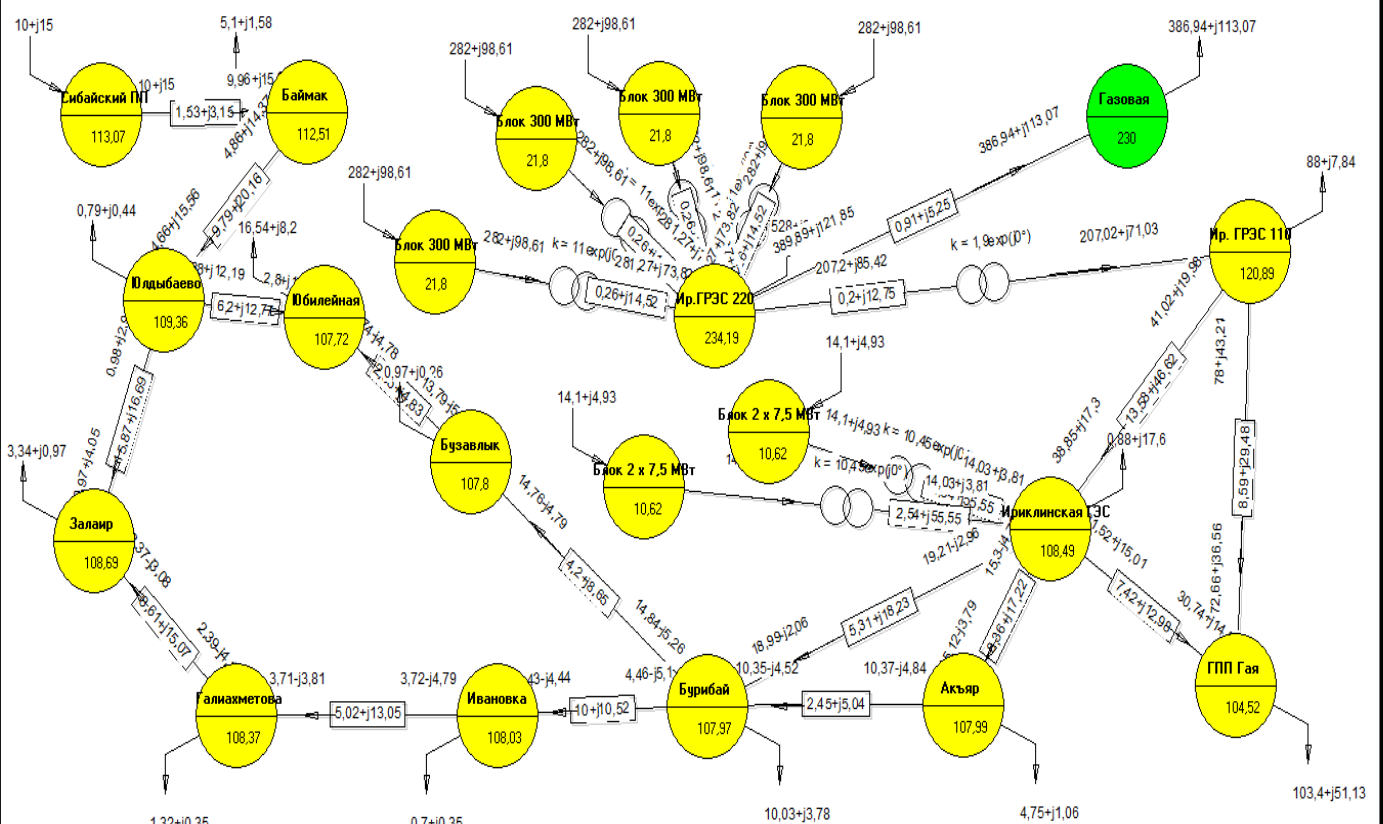


Рисунок 4.4 – Карта минимального режима работы сети через 5 лет после снижения генерации реактивной мощности

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР

Лист

33

Построим таблицу по напряжению в минимальном режиме (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Напряжение в узлах в минимальном режиме

Узлы	U, кВ	Uном, кВ	ΔU , %
Сибайский ПП	113,07	110	-2,79%
Баймак	112,51	110	-2,28%
Юлдыбаево	109,36	110	0,58%
Юбилейная	107,72	110	2,07%
Бузавлык	107,8	110	2,00%
Залаир	108,69	110	1,19%
Галиахметова	108,37	110	1,48%
Ивановка	108,03	110	1,79%
Бурибай	107,97	110	1,85%
Акъяр	107,99	110	1,83%
Ириклинская ГЭС	108,49	110	1,37%
ГПП Гая	104,52	110	4,98%
Ир. ГРЭС 110	120,89	110	-9,90%
Ир.ГРЭС 220	234,19	220	-6,45%
Газовая	230	220	-4,55%

Отклонение напряжения в рамках допустимых пределов.

4.3 Послеаварийный режим работы сети

Результаты моделирования послеаварийного режима (отключения одной цепи двухцепной 16 линии) представлены в таблице 4.6 и на рисунке 4.5.

Таблица 4.6 – Токи в линиях в послеаварийном режиме

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Идоп, А
1	Сибайский ПП	Баймак	2хАС-150/24	47,16	450
2	Баймак	Юлдыбаево	АС-150/24	78,13	450
3	Юлдыбаево	Залаир	АС-70/11	17,55	265
4	Юлдыбаево	Юбилейная	АС-150/24	66,32	450
5	Бузавлык	Юбилейная	АС-150/24	100,98	450
6	Галиахметова	Залаир	АС-120/19	26,6	390
7	Ивановка	Галиахметова	АС-185/29	35,62	510
8	Бурибай	Бузавлык	АС-150/24	107,51	450
9	Бурибай	Ивановка	АС-70/11	40,78	265
10	Акъяр	Бурибай	АС-150/24	129,11	450
11	Ириклинская ГЭС	Бурибай	АС-240/32	185,13	610

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

П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР

Лист

34

Продолжение таблицы 4.6

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Идоп, А
12	Ириклинская ГЭС	Акъяр	АС-150/24	146,35	450
13	Ириклинская ГЭС	ГПП Гая	АС-120/19	273,82	390
14	Ир. ГРЭС 110	Ириклинская ГЭС	АС-240/32	303,24	610
15	Ир. ГРЭС 110	ГПП Гая	2хАС-240/32	286,18	610
16	Ир.ГРЭС 220	Газовая	АС-400/51	568,23	825

Токи в линиях проходят по допустимому току для проводов ВЛ.

Из результатов моделирования видно, что в данном режиме разработанная электрическая сеть обеспечивает допустимые отклонения напряжений на всех подстанциях сети.

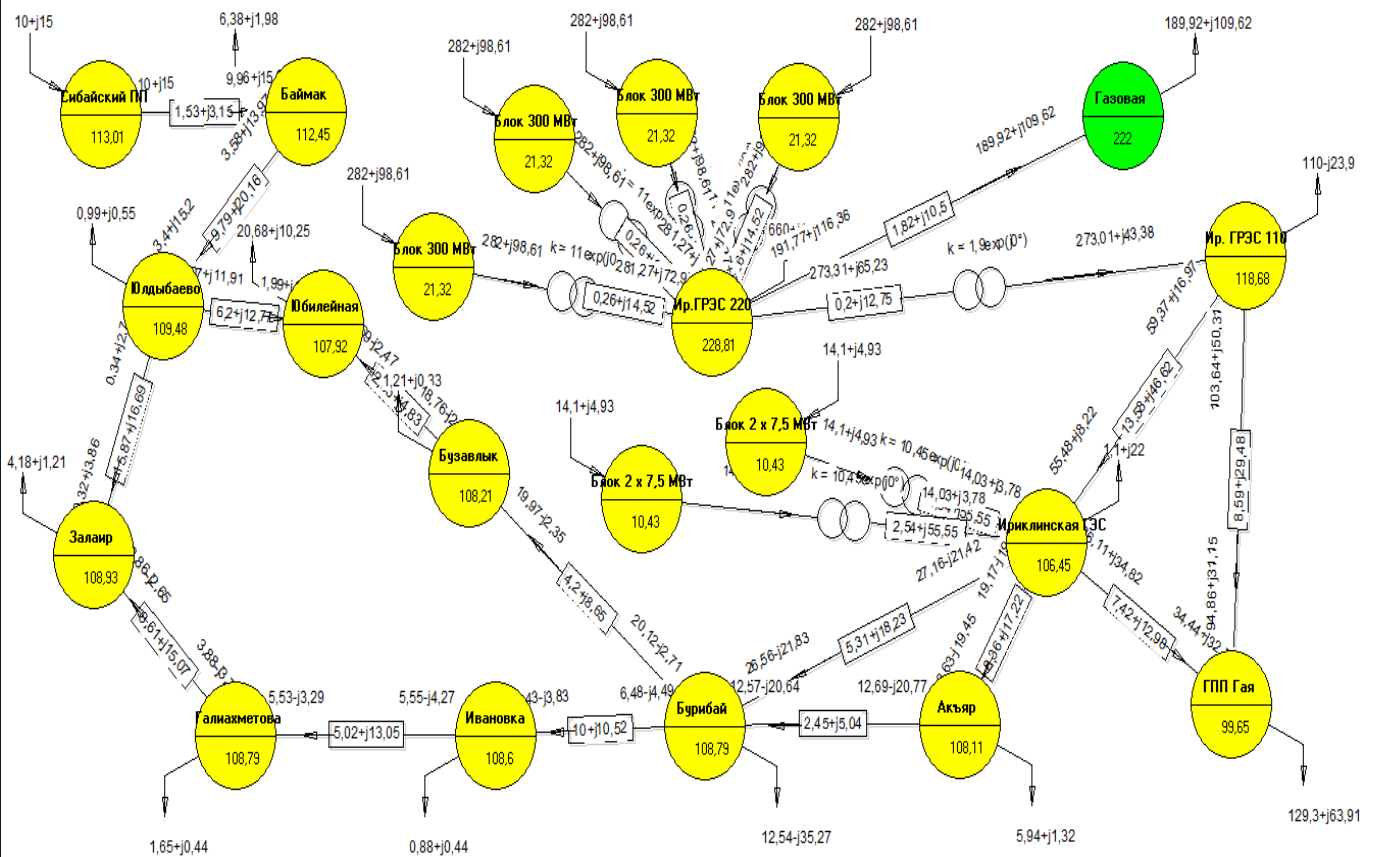


Рисунок 4.5 – Карта послеаварийного режима работы сети через 5 лет

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

П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР

Лист

35

5 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ «ЮБИЛЕЙНАЯ»

5.1 Выбор схем РУ подстанции

Проектируется подстанция под нагрузку 23 МВА. Структурная схема реконструируемой подстанции будет содержать распределительные устройства (РУ) высшего и низшего напряжений, а также понизительные трансформаторы.

Месторождение «Юбилейное» является производством и сбой в электроснабжении может привести к нарушению сложного технологического процесса, а также серьезным экономическим потерям. Поэтому подстанция должна отвечать требованиям надежности электроснабжения потребителей 2 категории, таким образом необходимо установить на подстанции два трансформатора.

Подстанция «Юбилейная» питается от двух линий. С учетом перспективного роста нагрузок на подстанции «Юбилейная» через 5 лет потребление будет составлять 23 МВА.

Также известно, что на подстанции установлены трансформаторы 2хТДН-10000/110, данные трансформаторы будут иметь перегрузку.

Структурная схема данной подстанции представлена на рисунке 5.1.

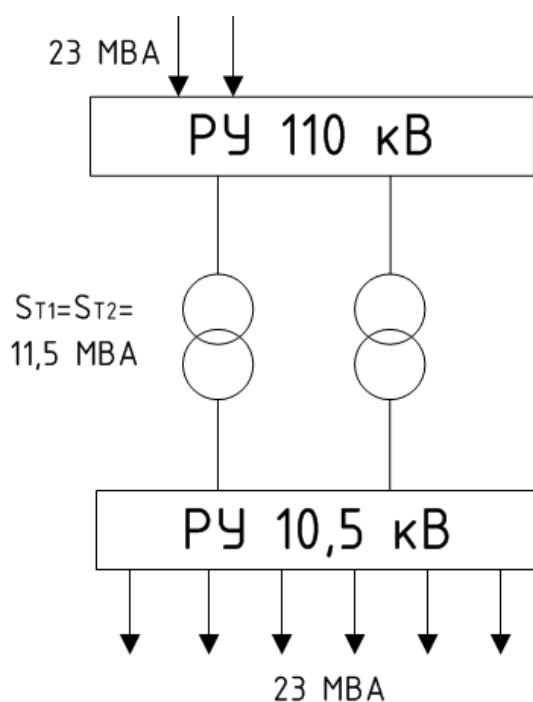


Рисунок 5.1 – Структурная схема подстанции «Юбилейная»

5.1.1 Схема РУ ВН подстанции

В соответствии рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [7]: для проходных двухтрансформаторных ПС рекомендуется использование схемы 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». На рисунке 5.2 показана схема РУ ВН подстанции.

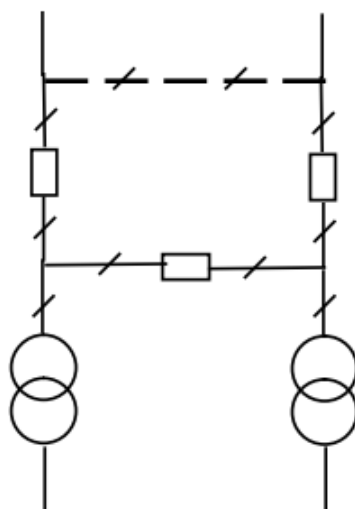


Рисунок 5.2 – Схема 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»

5.1.2 Схема РУ НН подстанции

На низком напряжении используется две секционированные выключателем системы шин 10-2 (рисунок 5.3), так как на подстанции установлены двухобмоточные трансформаторы с расщепленной обмоткой.

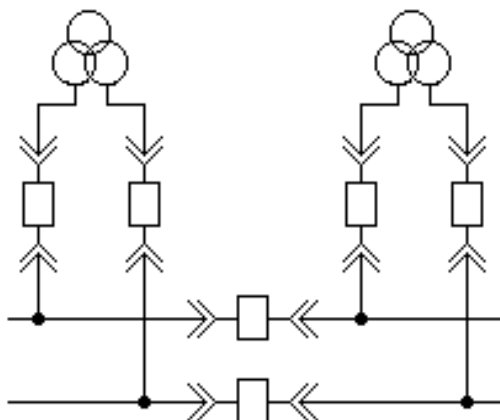


Рисунок 5.3 – Схема 10-2 «Две секционированные выключателем системы шин»

5.2 Выбор силовых трансформаторов

Расчетной мощностью одного трансформатора двухтрансформаторной подстанции будет являться та мощность, которую сможет передать один трансформатор при отказе второго:

$$S_{T \text{ расч}} = 0,7 \cdot S_{НН}, \quad (5.1)$$

где 0,7 – коэффициент загрузки трансформатора на двухтрансформаторной подстанции.

Номинальная мощность трансформатора определяется как

$$S_{T \text{ ном}} \geq S_{T \text{ расч}} \quad (5.2)$$

Перегрузка трансформатора допустима не более 5 суток при соблюдении следующих условий: коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки.

В соответствии с пунктом 2.3.3.1 ПЕТП: Трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться устройством РПН и иметь не менее 4 встроенных трансформаторов тока[8].

Подставив числовые значения в формулы (5.1) и (5.2), вычислим расчётную мощность трансформатора:

$$S_{T \text{ расч}} = 0,7 \cdot 23 = 16,1 \text{ МВА},$$

и номинальную мощность трансформатора:

$$S_{T \text{ ном}} \geq 16,1 = 25 \text{ МВА}.$$

Учитывая полученное значение номинальной мощности одного трансформатора, выбираются два трехфазных (Т) двухобмоточных трансформатор с расщепленной обмоткой с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (Д) с регулированием напряжения под нагрузкой (Н) типа ТРДН–25000/110.

Каталожные данные выбранных трансформаторов представлены в таблице 5.1 [6].

Таблица 5.1 – Каталожные данные трансформатора типа ТРДН–25000/110

Обозначение	Наименование	Размерность	Величина
$S_{T \text{ ном}}$	Номинальная мощность	МВ·А	25
$U_{T \text{ ном}}^{ВН}$	Номинальное напряжение обмоток ВН	кВ	115
$U_{T \text{ ном}}^{НН}$	Номинальное напряжение обмоток НН	кВ	10,5/10,5
–	Регулирование напряжения	%	$\pm 9 \times 1,78$
$u_{K\%}$	Напряжение короткого замыкания	%	10,5
–	Схема и группа соединения обмоток	–	Y/Δ-11
ΔP_K	Потери короткого замыкания	кВт	120
ΔP_0	Потери холостого хода	кВт	27

Посчитаем коэффициент загрузки трансформатора.

– В нормальном режиме по формуле (5.3):

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot S_{\text{ТНОМ}}} \cdot 100\% = \frac{23}{2 \cdot 25} \cdot 100\% = 46\%, \quad (5.3)$$

где $k_3 \leq 70\%$ – значит трансформаторы выбраны верно по нормальному режиму.

– В аварийном режиме по формуле (5.4):

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ТНОМ}}} \cdot 100\% = \frac{23}{25} \cdot 100\% = 92\%, \quad (5.4)$$

где $k_3 \leq 140\%$ – перегрузки при отключении одного трансформатора не будет.

Таким образом трансформаторы ТРДН-25000/110 принимаем к установке.

5.3 Выбор и проверка ЛЭП

Рабочий максимальный ток для ВЛ к подстанции определяется мощностью нагрузки, с учетом количества питающих линий:

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{N_{\text{пл}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вл}}}, \quad (5.5)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – мощность нагрузки подстанции «Юбилейная»;

$N_{\text{пл}}$ – количество питающих линий, для проходной подстанции равно 2.

Тогда, подставим значения в формулу (5.5) и получим:

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{23}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 60,4 \text{ А.}$$

По пункту 1.3.25 [1] экономически целесообразное сечение:

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм.вл}}}{J_{\text{эк}}}, \quad (5.6)$$

где $J_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, $\text{А}/\text{мм}^2$.

По ПУЭ [табл. 1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год более 1000 до 3000 составляет $1 \text{ А}/\text{мм}^2$.

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

Подставим значения в формулу (5.6):

$$S = \frac{60,4}{1} = 60,4 \text{ мм}^2.$$

По таблице 3.8[6] ближайший сталеалюминевый провод марки АС сечением 70/11. Однако линии уже выполнены проводом АС-150/24 и замена не требуется. Рабочий максимальный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(N_{\text{пл}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВЛ}}}. \quad (5.7)$$

Подставив численные значения в формулу (5.7), получим:

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{23}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 120,7 \text{ А.}$$

По ПУЭ [табл. 1.3.29] по условию нагрева неизолированный провод с сечением 150 мм² выдержит ток 450 А.

По условиям короны и радиопомех таблица 3.7 [6] минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм².

Можно сделать вывод, что провод ВЛ – АС 150/24 выдерживает и аварийный режим работы, и даже в этом случае недогружен.

Ток нормального режима для одной линии электропередачи цепи потребителей на стороне НН, считая, что мощность распределена равномерно:

$$I_{\text{НН норм}} = \frac{23 \cdot 10^6}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^6} = 210,8 \text{ А.}$$

Будем считать, что потребитель питается по двум линиям, тогда в аварийном режиме одна линия возьмёт на себя всю нагрузку:

$$I_{\text{НН max}} = 210,8 \cdot 2 = 421,6 \text{ А.}$$

По ПУЭ [табл. 1.3.36] экономическая плотность тока для КЛ цепи потребителей на стороне НН при числе часов использования максимума нагрузки в год более 1000 до 3000 составит 1,5 А/мм²:

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

$$F_{\text{Э}}^{\text{НН}} = \frac{I_{\text{НН норм}}}{j_{\text{Э}}} = \frac{210,8}{1,5} = 140,53.$$

Выбираются два параллельных трёхжильных кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПВБП сечением 3x120/16 мм² (как ближайшее стандартное сечение) [9].

Сравним допустимый длительный ток [9] и ток нормального режима:

$$I_{\text{НН}}^{2 \cdot 3 \cdot 120} = 440 \text{ А} \geq I_{\text{НН норм}} = 421,6 \text{ А}.$$

Выбранное сечение обеспечит работу кабельной линии даже в аварийном режиме.

5.4 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

Выберем наиболее тяжелые режимы, когда в электроустановке протекает наибольший ток. Расчётными токами продолжительного режима в цепи двухобмоточного трансформатора являются наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$ и наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима I_{max} :

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S'_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТНОМ}}}, \quad (5.8)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S'_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТНОМ}}}, \quad (5.9)$$

где $S'_{\text{ТНОМ}} = 32 \text{ МВА}$ – номинальная мощность трансформатора следующая по шкале ГОСТ для выбранного в п. 5.2 трансформатора номинальной мощностью $S_{\text{ТНОМ}} = 25 \text{ МВА}$.

Подставив числовые значения в формулы (5.8) и (5.9), вычислим расчётные нагрузки на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВН}} = 0,7 \cdot \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 224,9 \text{ А}.$$

И на стороне НН трансформатора:

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

$$I_{\text{норм}}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{32 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 481,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot \frac{32 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 962,3 \text{ А}.$$

5.5 Расчет токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания проводится при возможном КЗ на стороне ВН и НН трансформатора (рисунок 5.4).

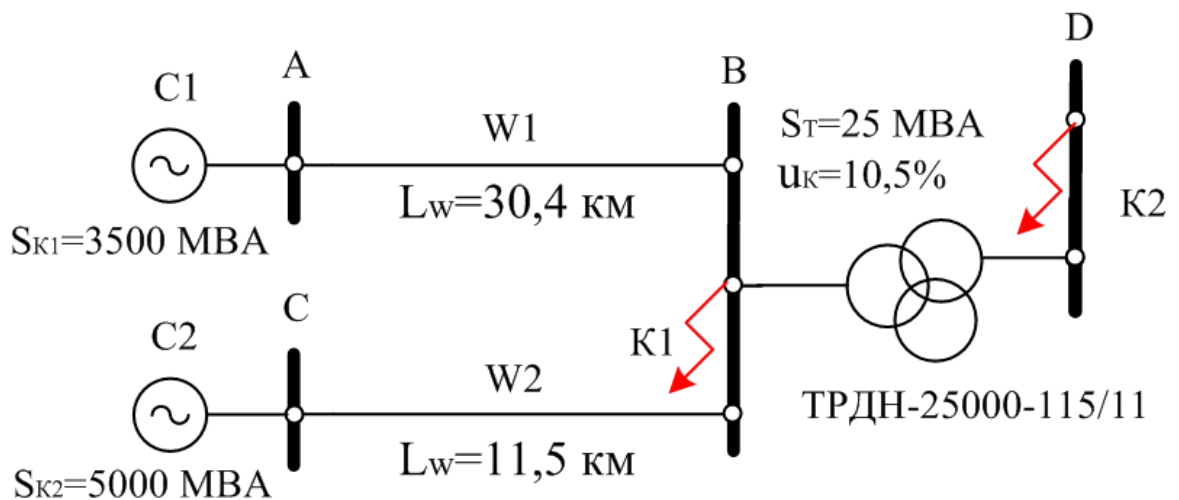


Рисунок 5.4 – Расчетная схема для определения ТКЗ

Схема замещения для рассматриваемого примера представлена на рисунке 5.5.

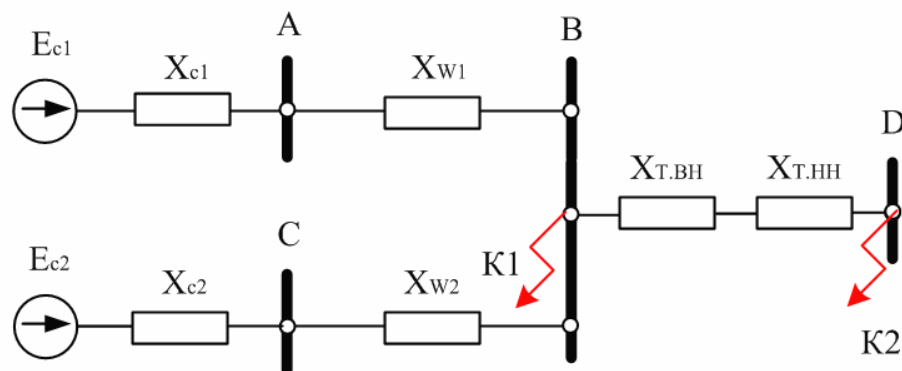


Рисунок 5.5 – Схема замещения

ЭДС систем принимается равным среднему номинальному напряжению сети. ЭДС системы:

$$E_{c1} = E_{c2} = E_c = 115 \text{ кВ}.$$

Реактанс энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (5.10)$$

где $U_{\text{ср.ном}} = 115$ кВ – среднее номинальное напряжение сети 110 кВ.

Подставим значения в формулу (5.10), получим:

$$X_{c1} = \frac{115^2}{3500} = 3,78 \text{ Ом};$$

$$X_{c2} = \frac{115^2}{5000} = 2,645 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление ВЛ 110 кВ:

$$X_w = x_0 \cdot L_w, \quad (5.11)$$

где $x_0 = 0,434$ Ом/км – удельное сопротивление линии АС-150/24 [6].

Подставив значения в формулу (5.11), получим для линий W1 и W2:

$$X_{w1} = 0,434 \cdot 30,4 = 13,19 \text{ Ом};$$

$$X_{w2} = 0,434 \cdot 11,5 = 4,99 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление ВН трансформатора с расщепленной обмоткой:

$$X_{\text{Т.ВН}} = 0,125 \cdot \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.Т.НН}}^2}{S_T}. \quad (5.12)$$

Подставив значения в формулу (5.12), получим:

$$X_{\text{Т.ВН}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,545 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление НН трансформатора с расщепленной обмоткой:

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

$$X_{T.H1} = X_{T.H2} = 1,75 \cdot \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{НОМ.Т.НН}^2}{S_T}. \quad (5.13)$$

Подставив значения в формулу (5.13), получим:

$$X_{T.H1} = X_{T.H2} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 97,2 \text{ Ом.}$$

5.5.1 Расчёт токов короткого замыкания на стороне высшего напряжения трансформатора

В точке К1 составляющая трехфазного ТКЗ на шинах ВН ПС от системы:

$$I_{кз.1}^{(3)} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1} + X_{w1})} + \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot (X_{C2} + X_{w2})}. \quad (5.14)$$

Выполним подстановку и получим:

$$I_{кз.1}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,78 + 13,19)} + \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (2,645 + 4,99)} = 12,632 \text{ кА.}$$

Расчет ток короткого замыкания в программе ТОКО получим результат (рисунок 5.6).

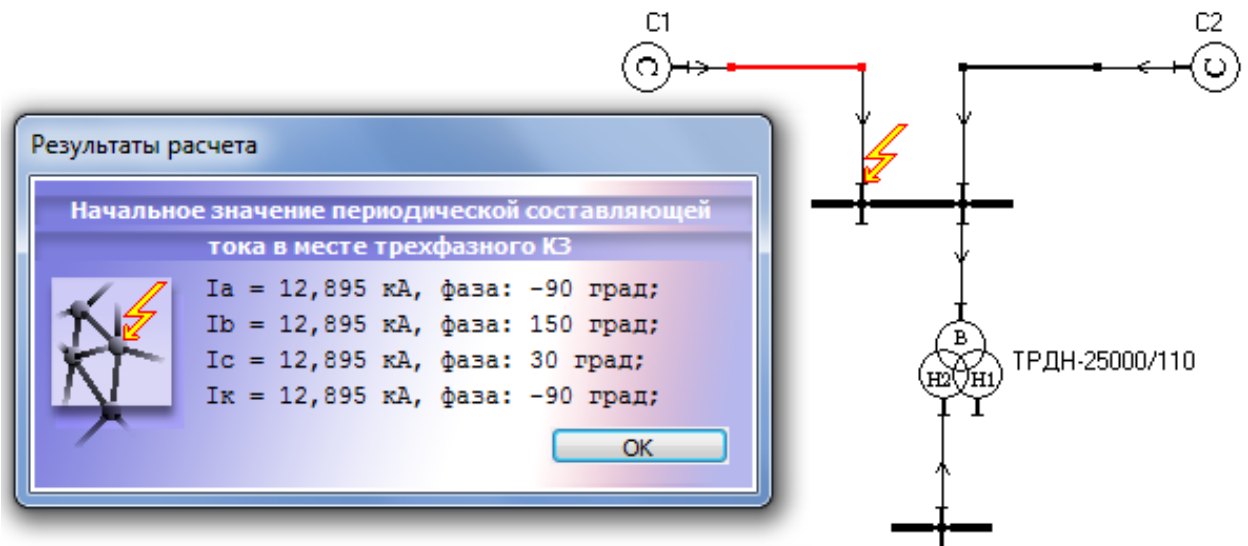


Рисунок 5.6 – Результат расчета ТКЗ в точке К1

Результат расчета, представленный на рисунке, соответствует ручному расчету, в котором были приняты допущения, например, не учитывались активные сопротивления.

5.5.2 Расчёт токов короткого замыкания на стороне низшего напряжения трансформатора

Так как точка КЗ расположена на другой ступени напряжения, необходимо привести ЭДС, сопротивление системы, сопротивление линии и сопротивление трансформатора к напряжению места КЗ 10,5 кВ. Найдем коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{\text{НОМ.Т.ВН}}}{U_{\text{НОМ.Т.НН}}}. \quad (5.15)$$

Выполним подстановку в (5.15) и получим:

$$K_T = \frac{115}{10,5} = 10,95.$$

ЭДС системы, приведенное к стороне НН:

$$E_{c(\text{НН})} = \frac{E_c}{K_T}. \quad (5.16)$$

Выполним подстановку в (5.16) и получим:

$$E_{c(\text{НН})} = \frac{115}{10,95} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Реактанс системы, приведенный к стороне НН:

$$X_{c(\text{НН})} = \frac{X_c}{K_T^2}. \quad (5.17)$$

Выполним подстановки в (5.17) и получим:

$$X_{c1(\text{НН})} = \frac{3,78}{10,95^2} = 0,0315 \text{ Ом;}$$

$$X_{c2(\text{НН})} = \frac{2,645}{10,95^2} = 0,0221 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии, приведенное к стороне НН:

$$X_{w(\text{НН})} = \frac{X_w}{K_T^2}. \quad (5.18)$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Выполним подстановки в (5.18) и получим:

$$X_{w1(НН)} = \frac{13,19}{10,95^2} = 0,11 \text{ Ом};$$

$$X_{w1(НН)} = \frac{4,99}{10,95^2} = 0,0416 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ВН трансформатора, приведенное к стороне НН:

$$X_{Т.ВН(НН)} = \frac{X_{Т.ВН}}{K_T^2}. \quad (5.19)$$

Выполним подстановку в (5.19) и получим:

$$X_{Т.ВН(НН)} = \frac{55,545}{10,95^2} = 0,463 \text{ Ом}.$$

Сопротивление НН трансформатора, приведенное к стороне НН:

$$X_{Т.НН(НН)} = \frac{X_{Т.НН}}{K_T^2}. \quad (5.20)$$

Выполним подстановку в (5.20) и получим:

$$X_{Т.НН(НН)} = \frac{97,2}{10,95^2} = 0,8107 \text{ Ом}.$$

Сопротивление всех элементов, через которые проходит ток КЗ:

$$X_{\Sigma(НН)} = \frac{(X_{C1(НН)} + X_{w1(НН)}) \cdot (X_{C2(НН)} + X_{w2(НН)})}{(X_{C1(НН)} + X_{w1(НН)} + X_{C2(НН)} + X_{w2(НН)})} + X_{Т.НН(НН)} + X_{Т.ВН(НН)}. \quad (5.21)$$

Выполним подстановку в (5.21) и получим:

$$X_{\Sigma(НН)} = \frac{(0,0315 + 0,11) \cdot (0,0221 + 0,0416)}{(0,0315 + 0,11 + 0,0221 + 0,0416)} + 0,463 + 0,8107 = 1,317 \text{ Ом}.$$

Составляющая трехфазного ТКЗ на шинах НН ПС от системы:

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

$$I_{\text{кз.с}}^{(3)} = \frac{E_{C(НН)}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma(НН)}}. \quad (5.22)$$

Выполним подстановку в (5.22) и получим:

$$I_{\text{кз.с}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,317} = 7,98 \text{ кА}.$$

Выполним расчеты в программе ТОКО (рисунок 5.7).

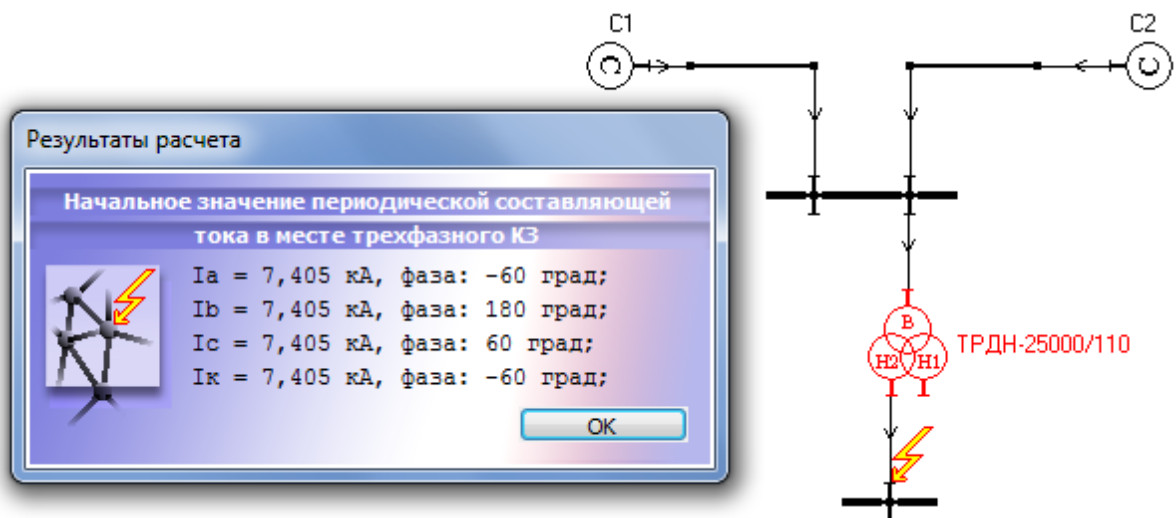


Рисунок 5.7 – Результат расчета ТКЗ в точке К2

Результат расчета, представленный на рисунке, близок к ручному расчету. Однако, примем как результаты, токи рассчитанные в программе.

5.6 Выбор коммутационной аппаратуры

Следуя указаниям по выбору выключателей переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ, стандарт организации ОАО ФСК ЕЭС [11], необходимо рассчитать:

1. Рабочий максимальный ток для проходной ПС на стороне ВН, ВВ КРУ ПС рассчитывается по $S_{\text{ном.т}}$;
2. Максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного КЗ – $I_{\text{к.п.}}^{(3)}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО).
3. Ударный ток КЗ по формуле (5.23):

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п.}}^{(3)}, \quad (5.23)$$

где ударный коэффициент выбирается по приложению 6 [4].

4. Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя.

По ГОСТ апериодическая составляющая ТКЗ в произвольный момент времени определяется по формуле (5.24):

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)}, \quad (5.24)$$

где T_A – постоянная времени затухания по приложению 6 [4];

$t = t_{рз.мин} + t_{о.в.мин}$ – сумма минимального значения времени срабатывания РЗ и минимального времени отключения выключателя.

5. Расчет термического воздействия ТКЗ:

По РД-153-340-20527-98 количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля (5.25):

$$B_K = (I_{к.п}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A), \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (5.25)$$

где $t_{откл} = t_{рз.макс} + t_{о.в.}$, с;

$t_{рз.макс}$, с – максимальное время действия РЗ;

$t_{о.в.}$, с – полное время отключения выключателя.

5.6.1 Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне ВН

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединители РПД-УЭТМ на номинальное напряжение 110 кВ производства ООО "Эльмаш(УЭТМ)", г. Екатеринбург [10].

1. Максимальный рабочий ток через выключатель в данном случае равен максимальному рабочему току на стороне ВН трансформатора, из пункта 5.3:

$$I_{max}^{ВН} = 1,4 \cdot \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 224,9 \text{ А}.$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС – $I_{п.0} = 12\,895$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

3. Ударный ток трехфазного КЗ по формуле (5.23):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12\,895 = 32,825 \text{ кА},$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

где $K_y = 1,8$ по рекомендации ГОСТ 27514-84 таблица 3 [4].

4. Аperiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени t по формуле (5.24):

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 12\,895 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 8,194 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,05$;

$$t = 0,01 + t_{св} = 0,01 + 0,03 (\text{по тех. документам на выключатель}) = 0,04 \text{ с.}$$

5. Тепловое воздействие ТКЗ по формуле (5.25):

$$B_K = (12\,895)^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 183,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.макс}} + t_{\text{о.в}} = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с.}$

Ниже показаны изображения выключателя и разъединителя (рисунок 5.8):



Рисунок 5.8 – Выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединитель РПД-УЭТМ

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

Таблица 5.2 – Параметры выключателя ВЭБ-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс.}}, \text{А}$	224,9	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	2500
$I_{\text{по}}, \text{кА}$	12,895	$I_{\text{о.ном}}, \text{кА}$	40
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	32,825	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{кА}$	102
$i_{\text{а.т}}, \text{кА}$	8,194	$i_{\text{а.доп}} = (40\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{\text{о.ном}} =$	22,6 кА
$\text{Вк}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	183,7	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 5.3 – Параметры разъединителя РПД-УЭТМ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	224,9	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	1250
$I_{\text{п.о.}}, \text{кА}$	12,895	-	-
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	32,825	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{кА}$	64
$i_{\text{а.т}}, \text{кА}$	8,194	-	-
$\text{Вк}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	183,7	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 =$	1875 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблиц 5.2 и 5.3 видно, что выбранные выключатель и разъединитель, удовлетворяют всем предъявляемым требованиям.

5.6.2 Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне НН

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа. Завод-изготовитель гарантирует необходимые параметры разъединителей для нормальной работы совместно с выключателем [15], поэтому выбор и проверку разъединителей проводить не будем.

Выключатели, устанавливаемые в ячейках КРУ выбираются аналогично выключателям на РУ ВН в п. 5.5.1. Наметьте к установке в ячейках вводных выключателей КРУ D-12P и в ячейках отходящих линий вакуумные выключатели типа ВВ/TEL-10-20-1000 на номинальный ток 1000 А. В ячейке секционного выключателя – выключатель типа ВВ/TEL-10-12,5-630 на номинальный ток 630 А.

Каталожные данные вакуумных выключателей представлены в таблице 5.4 [13].

Таблица 5.4 – Каталожные данные выключателей типа ВВ/TEL-10

Наименование	Размерность	ВВ/TEL-10-20-1000	ВВ/TEL-10-12,5-630
Номинальное напряжение	кВ	10	
Наибольшее рабочее напряжения	кВ	12	
Номинальный ток	А	1000	630
Номинальный ток отключения	кА	20	12,5
Ток включения			
Наибольший пик	кА	51	32
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	20	12,5
Сквозной ток короткого замыкания			
Наибольший пик	кА	51	32
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	20	12,5
Ток термической стойкости	кА	20	12,5
Время протекания тока термической стойкости	с	3	
Механический ресурс	ЦИКЛОВ В-О	30000	50000
Собственное время отключения, не более	мс	0,015	
Полное время отключения	мс	0,025	

Произведём проверку выключателя по расчётным условиям. Формулы, по которым производится проверка, уже были описаны в п. 5.5.1.

1. Максимальный рабочий ток через выключатель в данном случае равен максимальному рабочему току на стороне НН трансформатора, посчитанному в пункте 5.3:

$$I_{max}^{НН} = 1,4 \cdot \frac{32 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 962,3 \text{ А.}$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС – $I_{п.0} = 7,405 \text{ кА}$ (по расчету ТОКО из пункта 5.4.2).

3. Ударный ток трехфазного КЗ по формуле (5.23):

					Лист
					51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 7,405 = 17,8 \text{ кА},$$

где $K_y = 1,7$ по рекомендации ГОСТ 27514-84 таблица 3 [4].

4. Аperiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени t по формуле (5.24):

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 7,405 \cdot e^{\left(\frac{-0,025}{0,04}\right)} = 5,605 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,04$;

$$t = 0,01 + t_{св} = 0,01 + 0,015 \text{ (по тех. документам на выключатель)} = 0,025 \text{ с.}$$

5. Тепловое воздействие ТКЗ по формуле (5.25):

$$B_K = (7,405)^2 \cdot (0,515 + 0,04) = 30,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл} = t_{р.з.макс} + t_{о.в} = 0,5 + 0,015 = 1,055 \text{ с.}$

Составим таблицу 5.5 и сравним параметры выбранного выключателя с расчётными значениями.

Ниже показано изображение выключателя (рисунок 5.9).



Рисунок 5.9 – Выключатель ВВ/TEL-10

Таблица 5.5 – Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя распределительного устройства низшего напряжения

Параметр	Расчётные данные		Каталожные данные		Условие Выбора
	ячейки вводных выключателей	ячейки отходящих линий	ВВ/TEL-10-20-1000	ВВ/TEL-10-12,5-630	
$U_{уст}$, кВ	10		10		$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{норм}$, А	481,1	210,8	1000	630	$I_{норм} \leq I_{ном}$
I_{max} , А	962,3	421,6			$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{пт}$, кА	7,405		20	12,5	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$
$i_{ат}$, кА	5,605		15,84	9,72	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$I_{п0}$, кА	7,405		20	12,5	$I_{п0} \leq I_{вкл}$
			20	12,5	$I_{п0} \leq I_{дин}$
$i_{уд}$, кА	17,8		130,4	81,5	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
			51	32	$i_{уд} \leq i_{дин}$
B_k , кА ² с	30,4		1200	470	$B_k^{расч} \leq B_k$

Видим, что выбранные выключатели типа ВВ/TEL-10 удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

5.7. Выбор средств измерения и контроля

ВН подстанции.

Контроль над режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. В схему проектируемой подстанции на стороне ВН необходимо установить следующие приборы [13, с. 366]:

– в цепь питающих линий 110 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, расчётные счётчики активной и реактивной энергии.

На высокой стороне двухобмоточного трансформатора приборы не устанавливаются [14].

На рисунке 5.10 показано расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ ВН.

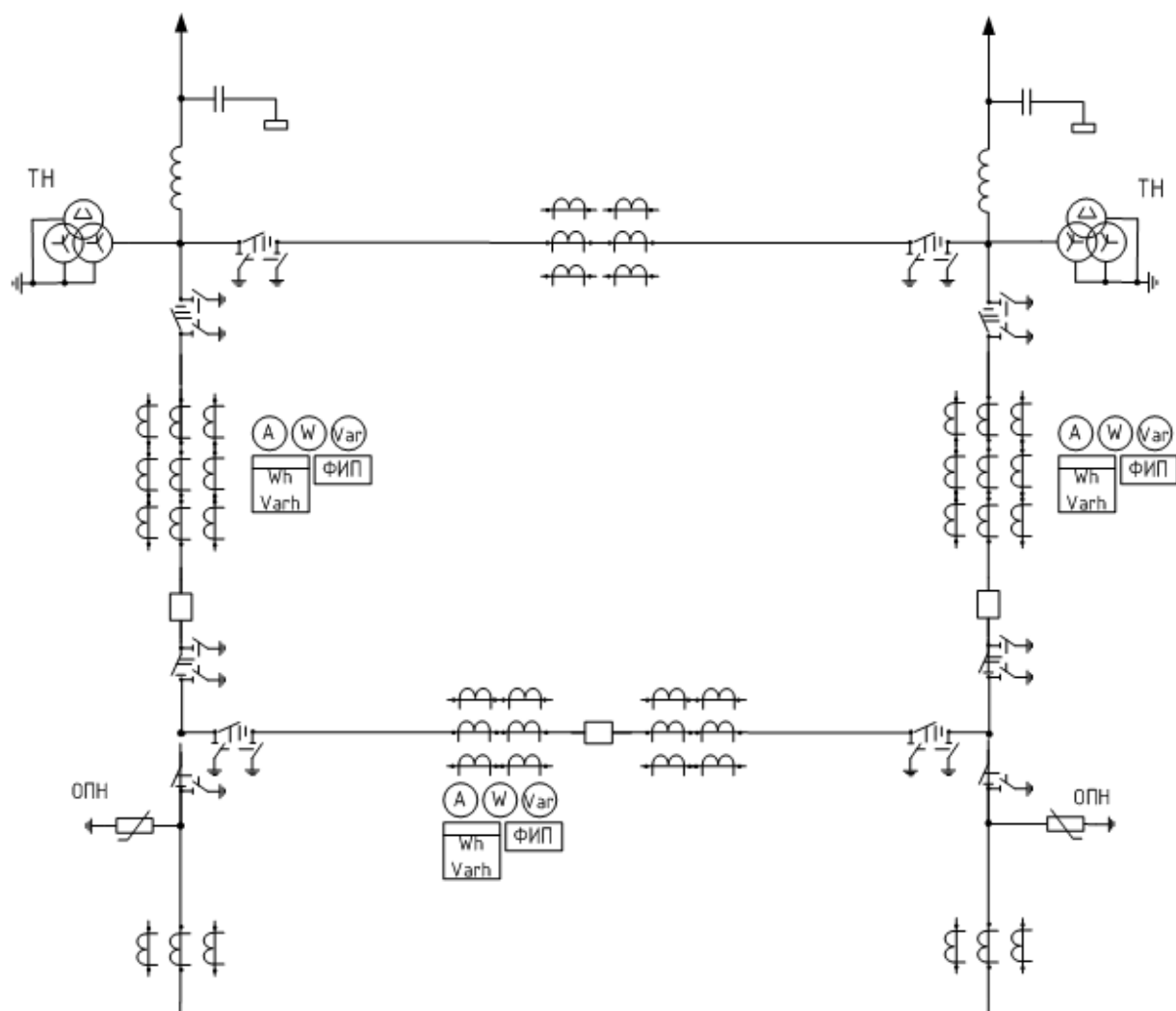


Рисунок 5.10 – Расположение контрольно-измерительных приборов на стороне ВН

НН подстанции.

В схему проектируемой подстанции на стороне НН необходимо установить следующие приборы [13, с. 366]:

- в цепь двухобмоточного трансформатора на стороне НН: амперметр, ваттметр, варметр, счётчики активной и реактивной энергии;
- в цепь сборных шин 10 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения линейных напряжений;
- в цепь секционного выключателя РУ НН: амперметр;
- в цепь потребительских линий 10 кВ: амперметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии.

На рисунке 5.11 показано расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ НН.

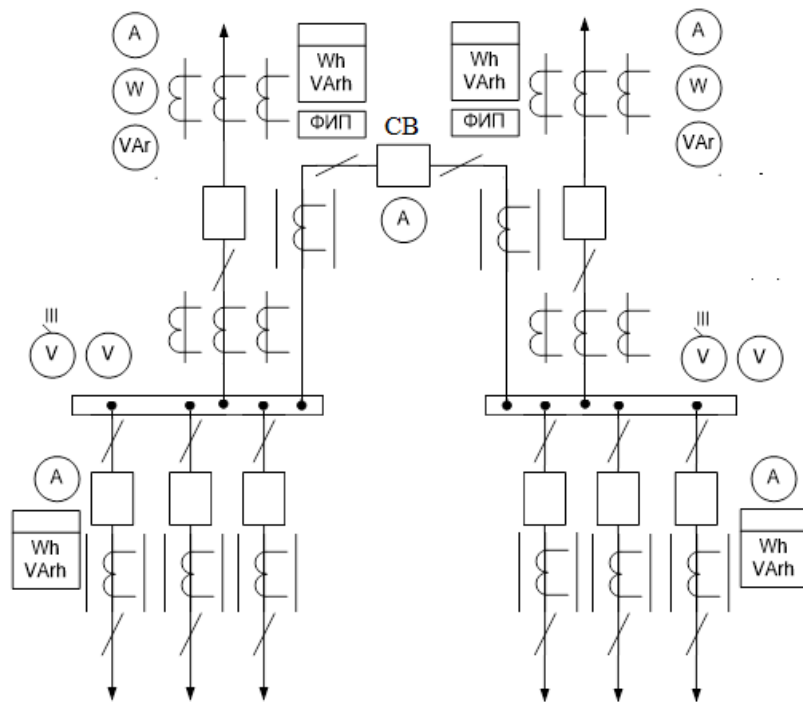


Рисунок 5.11 – Расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ НН

5.8 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются по следующим условиям [14]:

- по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току $I_{ном} \leq I_{ном}$, $I_{max} \leq I_{ном}$, причём, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.

Выбор класса точности ТТ определяет назначение трансформатора тока. В соответствии с ПУЭ [1]:

- а) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;
- б) обмотки трансформаторов тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;
- в) для технического учёта допускается класс точности 1.

5.8.1 Выбор трансформаторов тока на стороне РУ ВН

Поскольку в выключателях типа ВЭБ-110 есть встроенные трансформаторы тока типа ТВГ-110, установка отдельных дополнительных трансформаторов тока на стороне РУ ВН не требуется.

В цепи питающих линий установим ТТ типа ТВГ-110-0,5/10Р-300/5 на номинальный первичный ток 300 А.

Каталожные данные выбранного ТТ представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Каталожные данные трансформаторов тока типа ТВГ-110

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	126
Номинальный первичный ток для ТТ: – в цепи питающих линий и секционного выключателя – на стороне ВН трансформатора	А	200
		300
Номинальный вторичный ток	А	5
Номинальная вторичная нагрузка для класса точности 0,5	В·А	30
Ток термической стойкости	кА	40
Время протекания тока термической стойкости	с	3
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	40
Ток электродинамической стойкости	кА	102

Проверим выбранный ТТ по расчётным условиям:

1) По длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (5.26)$$

где $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима, А;

I_{max} – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима, А;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

Подставив числовые значения в формулу (5.26), для ТТ разных номинальных первичных токов получим:

в цепи питающих линий:

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВН}} = 60,4 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}, \quad I_{\text{max}}^{\text{ВН}} = 120,7 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}.$$

На стороне ВН силового трансформатора:

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВН}} = 112,5 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}, \quad I_{\text{max}}^{\text{ВН}} = 224,9 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}.$$

Проверка электродинамической стойкости по выражению (5.27):

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (5.27)$$

где $i_{уд} = 32,8$ кА – ударный ток КЗ по расчёту п. 5.5.1;

$i_{дин} = 102$ кА – ток электродинамической стойкости по каталогу [10].

Подставив числовые значения, получим:

$$i_{уд} = 32,8 \text{ А} \leq i_{дин} = 102 \text{ А}.$$

Проверка термической стойкости по выражению (5.28):

$$B_{к}^{расч} \leq B_{к} = I_{тер}^2 t_{тер}, \quad (5.28)$$

где $B_{к}^{расч} = 183,7$ кА²с – расчётный тепловой импульс п. 5.5.1;

$I_{тер} = 40$ кА – предельный ток термической стойкости [10];

$t_{тер} = 3$ с – длительность протекания тока термической стойкости [10].

Подставив числовые значения, получим:

$$B_{к}^{расч} = 183,7 \text{ кА}^2\text{с} \leq B_{к} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Составим таблицу 5.7 и сравним каталожные параметры трансформатора тока с расчётными значениями.

Таблица 5.7 – Расчётные и каталожные данные встроенных ТТ типа ТВГ-110

Параметр	Расчётные данные		Каталожные данные		Условие выбора
	вводные линии	силовые трансформаторы	ТВГ-110-0,5/10Р-200/5	ТВГ-110-0,5/10Р-300/5	
$U_{уст}$, кВ	110		110		$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном}$, А	60,4	112,5	200	300	$I_{ном} \leq I_{ном}$
I_{max} , А	120,7	224,9			$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{уд}$, кА	32,8		102		$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к}$, кА ² с	183,7		4800		$B_{к}^{расч} \leq B_{к}$

По расчетным условиям выбранный ТТ подходит.

Проверим трансформаторы тока по вторичной нагрузке в цепи питающих линий.

На рисунке 5.12 покажем размещение приборов в цепи питающих и транзитных линий, в таблицу 5.8 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

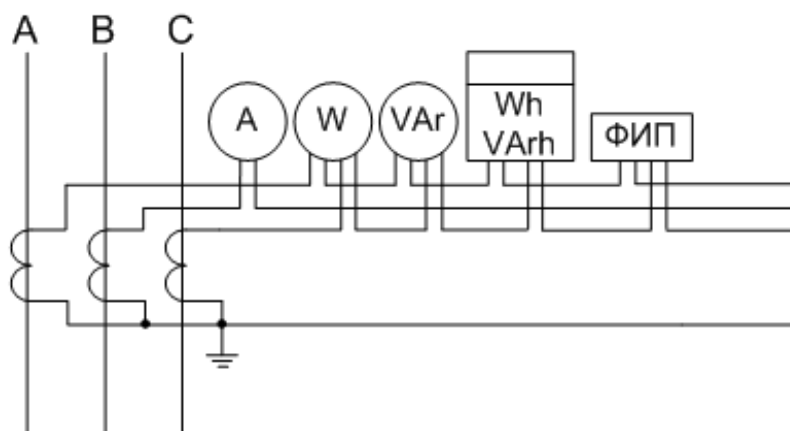


Рисунок 5.12 – Размещение приборов в цепи питающих линий

Таблица 5.8 – Вторичная нагрузка ТТ в цепи питающих линий

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	ЩПО1П	0,5	–	2,7	–
Ваттметр	ЩВ120.1	0,5	1,5	–	1,5
Варметр	ЩВ120.1	0,5	1,5	–	1,5
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	0,5	2,0	–	2,0
Фиксирующий прибор	Сириус-2-ОМП	0,5	0,5	–	0,5
Итого			5,5	2,7	5,5

По таблице 5.8 видим, что наиболее загружены ТТ фаз А и С. Общее сопротивление приборов определяется по формуле (5.29):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (5.29)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, В·А;

$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$ – номинальный вторичный ток (по каталогу [14]).

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо чтобы выполнялось условие (5.30):

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (5.30)$$

где $r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$ – номинальная нагрузка ТТ для класса точности 0,5
(по каталогу [10]).

Из формулы (5.30) найдём сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}}. \quad (5.31)$$

Тогда допустимое сечение соединительных проводов определится по (5.32):

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (5.32)$$

где $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – удельное сопротивление материала провода, для подстанции с ВН ниже 220 кВ применяются провода с алюминиевыми жилами;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Для цепи РУ 110 кВ и при включении ТТ в звезду (рисунок 5.12), расчётная длина соединительных проводов $l_{\text{расч}} = 60$ - для подстанций на 20% меньше [14]. При включении в цепь более трёх приборов, переходное сопротивление контактов примем $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ [14]. Примем сопротивление соединительных проводов равным $r_{\text{пр}} = 0,5 \text{ Ом}$.

Подставив числовые значения в формулы (5.29), (5.31), (5.32), получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пр}} \leq 0,8 - 0,1 - 0,22 = 0,48 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,5} = 3,4 \text{ мм}^2.$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

По условиям прочности [14] выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм².

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

На стороне ВН двухобмоточного трансформатора приборы не устанавливаются [14], поэтому данный ТТ не проверяется по вторичной нагрузке. Выбираем такой же контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм², что и для ТТ в цепях питающих и транзитных линий.

5.8.2 Выбор трансформаторов тока на стороне РУ НН

5.8.2.1 В цепях вводных выключателей и отходящих линий

Для КРУ возможна установка опорно-проходных трансформаторов тока серии ТЛ. Наметим к установке в ячейках вводных выключателей КРУ ТТ и в ячейках отходящих линий типа ТЛ-10-0,5/10Р-600 на номинальный первичный ток 600 А. В ячейке секционного выключателя – ТЛ-10-0,5/10Р-1000 на номинальный ток 1000 А.

Каталожные данные ТТ представлены в таблице 5.9 [16].

Таблица 5.9 – Каталожные данные трансформаторов тока типа ТЛ-10

Наименование	Размерность	Величина
		ТЛ-10-0,5/10Р-1000
Номинальное напряжение	кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	12
Номинальный первичный ток	А	1000
Номинальный вторичный ток	А	5
Номинальная вторичная нагрузка для класса точности 0,5	В·А	30
Ток термической стойкости	кА	40
Время протекания тока термической стойкости	С	3
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	40
Ток электродинамической стойкости	кА	128

Проверим ТТ по расчётным условиям. Формулы, по которым производится проверка, уже были описаны в п. 5.7.1.

Для ТТ в ячейках вводных выключателей:
 Проверка по длительному току по формуле (5.26):

$$I_{max} = 962,3 \text{ A} \leq I_{ном} = 1000 \text{ A}.$$

Проверка по электродинамической стойкости по формуле (5.27):

$$i_{уд} = 17,8 \text{ кА} \leq i_{дин} = 128 \text{ кА}.$$

Проверка по термической стойкости по формуле (5.28):

$$B_k^{расч} = 30,4 \text{ кА}^2\text{с} \leq B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Составим таблицу 5.10 и сравним параметры выбранных трансформаторов тока с расчётными значениями.

Таблица 5.10 – Расчётные и каталожные данные ТТ типа ТЛ-10 на стороне НН трансформатора

Параметр	Расчётные данные		Каталожные данные		Условие Выбора
	ячейки вводных выключателей	ячейки отходящих линий	ТЛ-10-0,5/10Р-1000	ТЛ-10-0,5/10Р-600	
$U_{уст}$, кВ	10		10		$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном}$, А	481,1	210,8	1000	600	$I_{ном} \leq I_{ном}$
I_{max} , А	962,3	421,6			$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{уд}$, кА	17,8		128		$i_{уд} \leq i_{дин}$
B_k , кА ² с	30,4		4800	2976,8	$B_k^{расч} \leq B_k$

Произведём проверку ТТ по вторичной нагрузке. Формулы, по которым производится проверка, уже были описаны в п. 5.7.1.

На рисунке 5.13 покажем размещение приборов на стороне НН силового трансформатора, в таблицу 5.11 сведём данные о приборах и нагрузке по фазам.

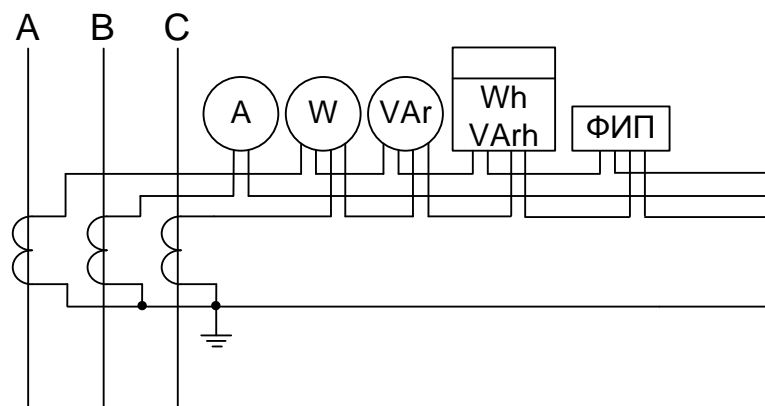


Рисунок 5.13 – Размещение приборов на стороне НН силового трансформатора

Таблица 5.11 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне НН силового трансформатора

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	ЩП01П	0,5	–	2,7	–
Ваттметр	ЩВ120.1	0,5	1,5	–	1,5
Варметр	ЩВ120.1	0,5	1,5	–	1,5
Счётчик Р и Q	ЕА05	0,5	2,0	–	2,0
Итого			5,0	2,7	5,0

По таблице 5.11 видим, что наиболее загружены ТТ фазы А и С. Общее сопротивление приборов определим по формуле (5.29):

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

При включении в цепь трёх приборов, переходное сопротивление контактов примем $r_k = 0,05 \text{ Ом}$ [14].

Из формулы (5.31) найдём сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} \leq 0,8 - 0,05 - 0,2 = 0,55 \text{ Ом.}$$

Для цепи РУ 110 кВ и при включении ТТ в звезду (рисунок 5.13), расчётная длина соединительных проводов $l_{\text{расч}} = 55 \text{ м}$ [14]. Тогда допустимое сечение соединительных проводов по формуле (5.32):

$$q = \frac{0,0283 \cdot 55}{0,5} = 3,1 \text{ мм}^2.$$

По условиям прочности [14] выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм².

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

5.8.2.2 В цепи секционного выключателя

Наметим к установке в ячейках КРУ ТТ типа ТЛ-10. Проверка ТТ такого типа по расчётным условиям уже была произведена в п. 5.7.2.1.

Произведём проверку ТТ по вторичной нагрузке.

На рисунке 5.14 покажем размещение приборов в цепи СВ, в таблицу 5.12 сведем данные о приборах и нагрузку по фазам.

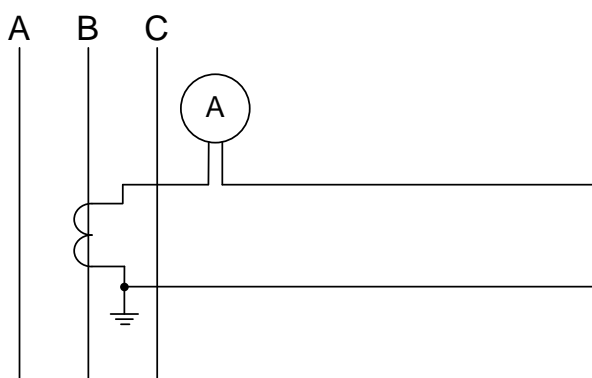


Рисунок 5.14 – Размещение приборов в цепи секционного выключателя

Таблица 5.12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи секционного выключателя

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	ЩПО1П	0,5	–	2,7	–
Итого			–	2,7	–

Подставив числовые значения в формулы (5.29), (5.31), (5.32), получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,7}{5^2} = 0,11 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пр}} \leq 0,8 - 0,05 - 0,11 = 0,64 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 110}{0,64} = 4,86 \text{ мм}^2.$$

По условиям прочности [14] выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 5 мм².

5.8.2.3 В цепи потребительских линий

Наметим к установке в ячейках КРУ ТТ типа ТЛ-10. Проверка ТТ такого типа по расчётным условиям уже была произведена в п. 5.7.2.1.

Произведём проверку ТТ по вторичной нагрузке.

На рисунке 5.15 покажем размещение приборов в цепи потребительских линий, в таблицу 5.13 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

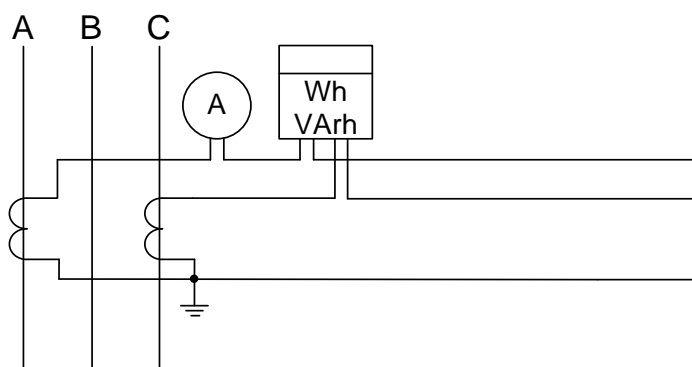


Рисунок 5.15 – Размещение приборов в цепи потребительских линий

Таблица 5.13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи секционного выключателя

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	ЩПО1П	0,5	2,7	2,7	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	0,5	2,0	–	2,0
Итого			4,7	2,7	2,0

Подставив числовые значения в формулы (5.29), (5.31), (5.32), получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,7}{5^2} = 0,19 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пр}} \leq 0,8 - 0,05 - 0,19 = 0,56 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 55}{0,6} = 2,6 \text{ мм}^2.$$

По условиям прочности [14] выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм².

5.9 Выбор трансформаторов напряжения

5.9.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН

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

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям [14]:

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

где $S_{2 ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

Учитывая, что в новых разработках желательно использовать трансформаторы с элегазовым наполнением [14], наметим к установке ТН типа НОГ 123-П-П [12].

Каталожные данные ТТ представлены в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Каталожные данные ТН РУ ВН типа НОГ 123-П-П

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение обмотки:		
– первичной	В	$110000\sqrt{3}$
– вторичной основной		$100\sqrt{3}$
– вторичной дополнительной		100
Количество вторичных обмоток		
– основная	–	2
– дополнительная		1
Номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5	ВА	300
Предельная мощность вне класса точности	ВА	2500

Произведём проверку ТН по вторичной нагрузке. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 5.15.

Таблица 5.15 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения РУ ВН

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Ваттметр	ЩВ120.1	1,5	2	1	0	3	9	–
Варметр	ЩВ120.1	1,5	2	1	0	3	9	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	2,0	2	0,38	0,925	3	5	11
Фиксирующий прибор	Сириус-2-ОМП	0,5	1	1	0	6	3	–
Вольтметр	ЩПО1П	2,0	1	1	0	3	6	–
Вольтметр регистрирующий	СВ3020	10	1	1	0	3	30	–
Итого							62	11

Для упрощения расчётов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда нагрузка измерительных приборов определяется по формуле (5.33):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{\text{приб}})^2 + (\Sigma Q_{\text{приб}})^2}, \quad (5.33)$$

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А;

$\Sigma P_{\text{приб}}$ – общая потребляемая приборами активная мощность, Вт;

$\Sigma Q_{\text{приб}}$ – общая потребляемая приборами реактивная мощность, вар.

Подставив числовые значения в формулу (5.33), получим:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{62^2 + 11^2} = 63 \text{ ВА}.$$

Сравнивая полученное значение с каталожным (таблица 5.14), видим, что номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5 значительно превышает мощность нагрузки ($S_{2\Sigma} = 63 \text{ ВА} \leq S_{2 \text{ ном}} = 300 \text{ ВА}$).

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

5.9.2 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

Наметим к установке ТН типа ЗНОЛ 06-10. Каталожные данные ТТ представлены в таблице 5.16 [17].

Произведём проверку ТН по вторичной нагрузке. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 5.17.

Таблица 5.16 – Каталожные данные ТН РУ НН типа ЗНОЛ 06-10

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение обмотки:		
– первичной	В	10000/√3
– вторичной основной		100/√3
– вторичной дополнительной		100
Количество вторичных обмоток		
– основная	–	1
– дополнительная		1
Номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5	В·А	75
Предельная мощность вне класса точности	В·А	630

Таблица 5.17 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения РУ НН

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, В·А
Ваттметр	ЩВ120.1	1,5	2	1	0	1	3	–
Варметр	ЩВ120.1	1,5	2	1	0	1	3	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	2,0	2	0,38	0,925	6	9	22
Вольтметр	ЩП01П	2,0	1	1	0	1	2	–
Вольтметр регистрирующий	СВ3020	10	1	1	0	1	10	–
Итого							27	22

Подставив числовые значения в формулу (5.33), получим:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{27^2 + 22^2} = 35 \text{ ВА.}$$

Сравнивая полученное значение с каталожным (таблица 5.16), видим, что номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5 превышает мощность нагрузки:

$$S_{2\Sigma} = 35 \text{ ВА} \leq S_{2 \text{ ном}} = 75 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

5.10 Выбор токоведущих частей

5.10.1 На стороне ВН подстанции

Токоведущие части (ТВЧ) в распределительных устройствах 110 кВ подстанций обычно выполняются гибкими алюминиевыми проводами А или сталеалюминевыми облегченными проводами АСО. Гибкие провода применяются также для соединения блочных трансформаторов с ОРУ [14].

Сборные шины РУ всех напряжений выбору по экономической плотности тока не подлежат [1], поэтому произведём выбор сечения по допустимому току. Максимальный длительный ток послеаварийного режима $I_{ВВ \text{ max}} = 120,7 \text{ А}$ (рассчитан в п. 5.2).

Выбирается алюминиевый провод типа А-70. Сравним допустимый длительный ток [7] и ток послеаварийного режима:

$$I_{\text{доп}}^{70} = 265 \text{ А} \geq I_{ВВ \text{ max}} = 120,7 \text{ А}.$$

Проверка на термическое воздействие тока КЗ не производится, поскольку сборные шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

5.10.2 На стороне НН подстанции

Соединение силовых трансформаторов с КРУ выполним в виде шинного моста. Наметим к установке однополосные алюминиевые шины $100 \times 10 \text{ мм}^2$ марки АД31Т1. Согласно ПУЭ шинный мост и ошиновка в пределах КРУ по экономической плотности тока не проверяются [1], поэтому выбор сечения произведём по допустимому току (5.34):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (5.34)$$

где $I_{\text{max}} = I_{\text{п/ав max}}^{\text{НН}} = 962,3 \text{ А}$ – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима на стороне НН трансформатора по расчёту п. 5.3;

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

$I_{\text{доп}} = 2310 \text{ А}$ – допустимый ток однополосных шин $100 \times 10 \text{ мм}^2$ [14].

Подставив числовые значения в формулу (5.34), получим:

$$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 2310 \text{ А}.$$

Выполним проверку шин на термическую стойкость:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q, \quad (5.35)$$

где $B_{\text{к}} = 30,4 \text{ кА}^2\text{с}$ – тепловой импульс тока КЗ, рассчитанный в п. 5.5.2;

C – функция, значение которой для алюминиевых шин равно $91 \text{ Ас}^{-2}/\text{мм}^2$;

$q = 1000 \text{ мм}^2$ – выбранное сечение.

Подставив числовые значения в формулу (5.35), получим:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{37,3 \cdot 10^6}}{91} = 67,11 \text{ мм}^2.$$

Выполним проверку шин на механическую стойкость. Частота собственных колебаний для алюминиевых жестких шин по формуле (5.36):

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (5.36)$$

где l – длина пролёта между изоляторами, м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 67 \text{ см}^4$$
 – момент инерции поперечного сечения шины

относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы;

q – поперечное сечение шины, см^2 .

Определим пролёт l при условии, что частота собственных колебаний шин будет больше 200 Гц по выражению (5.37):

$$200 \text{ Гц} \geq f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (5.37)$$

Выразим длину пролёта между изоляторами по (5.37):

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{67}{10}}} = 1,5 \text{ м.}$$

Примем горизонтальное расположение шин, пролёт 1,2 м, расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Шины механически устойчивы, если выполняется условие (5.38):

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_{\text{уд}}^2 l^2}{W \cdot a} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (5.38)$$

где $\sigma_{\text{расч}}$ – напряжение в материале шин от взаимодействия фаз, МПа;

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,3 \text{ см}^3 \text{ – момент сопротивления шины относительно}$$

оси, перпендикулярной действию усилия;

$\sigma_{\text{доп}} = 136$ МПа – допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т1.

Подставив числовые значения в формулу (5.38), получим:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{(18,6 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,2^2}{13,3 \cdot 0,8} = 0,811 \text{ МПа} \leq 136 \text{ МПа.}$$

Выбранные шины удовлетворяют всем предъявляемым требованиям.

Сборные шины КРУ комплектуются в ячейках КРУ на заводе-изготовителе, поэтому в данном проекте их выбор не производится.

5.11 Выбор изоляторов

Наметим к установке опорные штыревые изоляторы наружной установки типа ОНШ 10-6, рассчитанные на номинальное напряжение 10 кВ и разрушающую силу при изгибе $F_{\text{разр}} = 6,0$ кН по справочнику [6].

Выполним проверку по допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \leq F_{\text{доп}}, \quad (5.39)$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 6,0 = 3,6$ кН – допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор, Н.

Подставив числовые значения в формулу (5.39), получим:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{(19,48 \cdot 10^3)^2}{0,8} 1,2 \cdot 10^{-7} = 98,6 \text{ Н} \leq 3600 \text{ Н}.$$

В качестве проходных изоляторов выберем изоляторы типа ИПУ-10/2000, рассчитанные на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток $I_{\text{ном}} = 2000$ А и разрушающую силу при изгибе $F_{\text{разр}} = 12,5$ кН [6].

Выполним проверку по допустимому току:

$$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}.$$

Проверка по допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} = 98,6 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 12,5 = 7,5 \text{ кН}.$$

Данные изоляторы удовлетворяют всем предъявляемым требованиям.

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

6 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ «ЮБИЛЕЙНАЯ»

6.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд (С.Н.) 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 проектируемой подстанции и составим таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Потребитель	Установленная мощность			$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	Нагрузка	
	Мощность на единицу, кВт	Количество	Всего, кВт			$P_{\text{уст}}$, кВт	$Q_{\text{уст}}$, кВАр
Охлаждение ТРДН-25000/110	2,5	2	5,0	0,85	0,62	5,0	3,1
Подогрев выключателей ВЭБ-110	0,8	9	7,2	1	0	7,2	0
Подогрев приводов РГП-110	0,6	30	18	1	0	18	0
Отопление и освещение ОПУ	80	–	80	1	0	80	0
Подогрев ячеек КРУ	1,0	12	12	1	0	12	0
Освещение, вентиляция КРУ	7,0	–	7,0	1	0	7,0	0
Освещение ОРУ 110 кВ	5,0	–	5,0	1	0	5,0	0
Итого						134,2	3,1

Расчётная нагрузка собственных нужд определяется по формуле (6.1):

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}, \quad (6.1)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, в ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0,8$ [6].

Подставив числовые значения в формулу (6.1), получим:

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{134,2^2 + 3,1^2} = 107,4 \text{ кВА.}$$

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

6.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

По условиям надёжности электроснабжения потребителей собственных нужд установим два понижающих трансформатора С.Н. Мощность одного трансформатора С.Н. определяется по формуле (6.2):

$$S_T \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{п}}}, \quad (6.2)$$

где $k_{\text{п}} = 1,4$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки [14].

Подставив числовые значения в формулу (6.2), получим:

$$S_T = \frac{107,4}{1,4} = 76,7 \text{ кВА.}$$

Примем к установке силовые трансформаторы типа ТМГ 100/10-04. Каталожные данные представлены в таблице 6.2 [18].

Таблица 6.2 – Каталожные данные трансформаторов типа ТМГ–100/10-04

Обозначение	Наименование	Размерность	Величина
$S_{T \text{ ном}}$	Номинальная мощность	кВ·А	100
$U_{T \text{ ном}}^{BH}$	Номинальное напряжение обмоток ВН	кВ	10
$U_{T \text{ ном}}^{HH}$	Номинальное напряжение обмоток НН	кВ	0,4
$u_{\text{к}}\%$	Напряжение короткого замыкания	%	4,5
–	Схема и группа соединения обмоток	–	Д/У _Н -0
$\Delta P_{\text{к}}$	Потери короткого замыкания	кВт	2,4
ΔP_0	Потери холостого хода	кВт	0,400
I_0	Ток холостого хода	%	4

Определим ток на стороне ВН ТСН по формуле (6.3):

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$I_{\text{ТСН.ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}} = 1,4 \cdot \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 8,08 \text{ А}, \quad (6.3)$$

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

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

Для подключения ТСН к сборным шинам КРУ выберем ПКТ-102-10-16-31,5 УЗ предохранитель с кварцевым наполнителем для защиты силовых трансформаторов. Проверка предохранителя приведена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Расчетные и каталожные данные ПКТ для ТСН

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ТСН.ВН}} = 8,08 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 16 \text{ А}$
$I_{\text{п.о}} = 7,504 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 31,5 \text{ кА}$

6.3 Выбор схемы питания собственных нужд

Схема питания собственных нужд проектируемой подстанции представлена на рисунке 6.1.

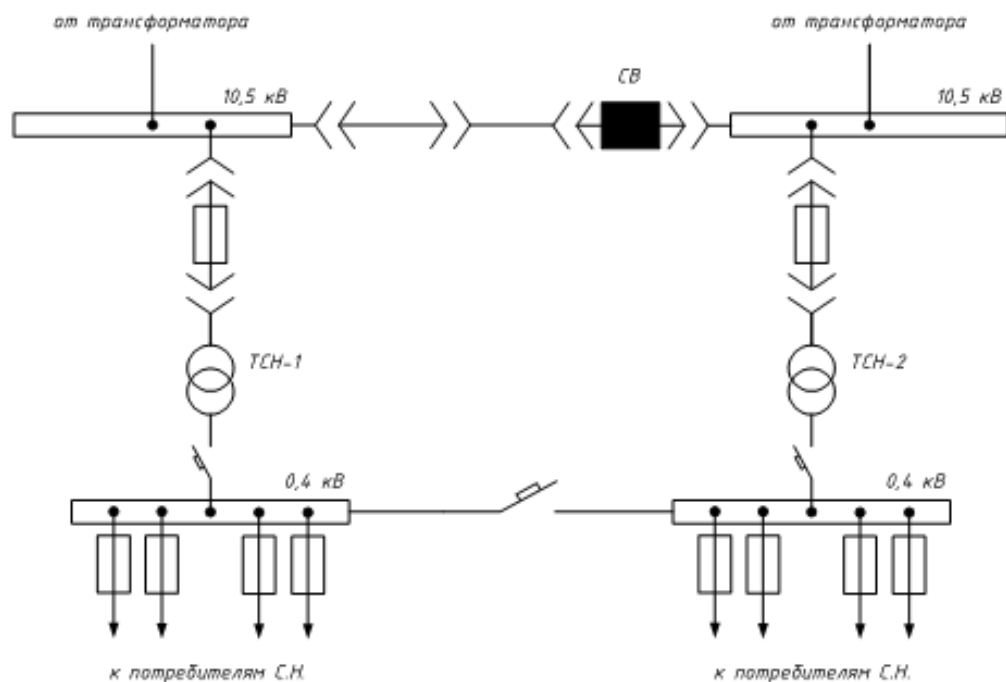


Рисунок 6.1 – Схема питания собственных нужд

На подстанции с постоянным оперативным током ТСН присоединяются к шинам 10 кВ [14]. Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд. Секционный разъединитель нормально разомкнут. Цепи и аппараты с.н. защищаются предохранителями [14].

7 ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ

7.1 Расчёт 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 [14].

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш max}}}{U_{\text{пз}}}, \quad (7.1)$$

где n_0 – число основных элементов в батарее;

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

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

Подставив числовые значения в формулу (7.1), получим:

$$n_0 = \frac{230}{2,23} = 104.$$

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

$$n_{\text{min}} = \frac{230}{2,35} = 98 \text{ элементов.}$$

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

$$n = \frac{220}{1,75} = 126 \text{ элементов.}$$

К тиристорному ЗПА присоединяется:

$$n_{\text{зп}} = n - n_{\text{min}} = 126 - 98 = 28 \text{ элементов.}$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

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 [14].

Для аккумуляторов типа VARTA типовой номер определяют по допустимому току разряда при получасовом режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05I_{ав}, \quad (7.2)$$

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

Подставив числовые значения в формулу (7.2), получим:

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

По таблице характеристики элементов VARTA bloc [14, с. 25, табл. 5] выбираем тип аккумуляторной батареи – Vb 2305. Характеристика элементов выбранного типа батареи представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Характеристика элементов VARTA bloc 2305

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

Проверим выбранную аккумуляторную батарею по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т max}, \quad (7.3)$$

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

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

$I_{пр} = 5 \text{ А}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей типа ВЭБ-110, включающихся в конце аварийного режима, А [10].

Подставив числовые значения в формулу (7.3), получим:

$$I_{разр(30')} = 630 \text{ А} \geq I_{т max} = (15 + 65) + 5 = 85 \text{ А.}$$

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

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора (7.4):

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{T \max}}{k}, \quad (7.4)$$

где $k = 5$ – количество пластин в аккумуляторе типа Vb 2305 [14].

Определим величину остаточного напряжения на шинах батареи (7.5):

$$U_{\text{ост}} = U_p \cdot n, \quad (7.5)$$

где U_p – напряжение на аккумуляторе с пластинами емкостью 50 (А·ч) при токе разряда (в расчёте на одну пластину) $I_{p(k=1)}$, 1,7 В.

Подставив числовые значения в формулы (7.4) и (7.5), получим:

$$I_{p(k=1)} = \frac{85}{5} = 17 \text{ A};$$

$$U_{\text{ост}} = 1,7 \cdot 126 = 214,2 \text{ В.}$$

Тогда отклонение напряжения составит:

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{ост}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (7.6)$$

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

Подставив числовые значения в формулу (7.6), получим:

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{220 - 214,2}{220} \cdot 100\% = 2,6\%.$$

Полученное значение укладывается в допустимые пределы [13, табл. 7.1].

7.2 Определение мощности зарядно-подзарядного устройства

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

$$I_{\text{пз}} = 1,05k + I_{\text{п}}. \quad (7.7)$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						77
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{\text{пз}} = 2,23n_0. \quad (7.8)$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{\text{пз}} = U_{\text{пз}} I_{\text{пз}}. \quad (7.9)$$

Подставив числовые значения в формулы (7.7), (7.8), (7.9) получим:

$$I_{\text{пз}} = 1,05 \cdot 5 + 17 = 22,3 \text{ A};$$

$$U_{\text{пз}} = 2,23 \cdot 104 = 232 \text{ В};$$

$$P_{\text{пз}} = 232 \cdot 22,3 = 5,174 \text{ кВт.}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_3 = 5k + I_{\text{п}}. \quad (7.10)$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75n. \quad (7.11)$$

Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = U_3 I_3. \quad (7.12)$$

Подставив числовые значения в формулы (7.10), (7.11), (7.12), получим:

$$I_{\text{пз}} = 5 \cdot 5 + 17 = 42 \text{ A};$$

$$U_{\text{пз}} = 2,75 \cdot 104 = 286 \text{ В};$$

$$P_{\text{пз}} = 286 \cdot 42 = 12,012 \text{ кВт.}$$

Выбираем зарядно-подзарядное устройство типа ВАЗП 380/260-40/80 [19] на номинальный выходной ток 40–80 А.

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

8 ВЫБОР ВИДОВ И РАСЧЕТ РЗА ДЛЯ ВЫСОКОЙ СТОРОНЫ ПОДСТАНЦИИ

8.1 Общие требования к РЗА

В соответствии с п.2.3.9 ПЕТП [8]:

Надежная работа РЗА обеспечивает: сохранение устойчивой работы энерго-системы; снижение ущерба при повреждении оборудования; снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Надежная работа РЗА определяется: техническими средствами; идеологией построения; системой эксплуатации.

Техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА направлена на решение следующих задач:

- 1) Поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- 2) Своевременная замена физически устаревших систем РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна на новые, в основном микропроцессорные устройства;
- 3) Внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям:
 - а) снижение времени отключения ТКЗ за счет повышения быстродействия РЗ;
 - б) выявление повреждений на ранних стадиях за счет повышения чувствительности и применения новых принципов РЗ;
 - в) повышение надежности, за счет встроенной непрерывной диагностики;
 - г) совершенствование характеристик и алгоритмов в современных РЗА;
 - д) снижение затрат на эксплуатацию за счет повышения производительности труда, путем применения новых программно-аппаратных средств и дистанционного управления РЗА;
 - е) выполнение расчетов ТКЗ и выбор параметров РЗА в соответствии с требованиями ФСК ЕЭС;
 - ж) сокращение времени принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом за счет полноты информации и оперативности её представления от устройств РЗА;
- 3) повышение адаптивных свойств РЗА на основе интеллектуальных алгоритмов.

Выполнение перечисленных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств РЗА, выполненных на МП элементной базе, интегрированных в АСУ ТП.

Техническая политика в области идеологии построения РЗА направлена на решение следующих задач:

- 1) Обеспечение резервирования РЗА. Развитие сетей, ввод в работу новых генерирующих мощностей ухудшают условия дальнего резервирования. В этих условиях необходимо развитие ближнего резервирования;
- 2) Обеспечение функции УРОВ, в том числе присоединении 6-35 кВ.

Микропроцессорные устройства РЗА должны:

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

1) Регистрировать аварийные события и процессы в объеме, необходимом для их полноценного анализа;

2) Рассчитывать место повреждения, включая режим однофазного замыкания на землю в сети 6-35 кВ.

Дальнейшее развитие системы РЗА п.2.3.9.4 включает:

- 1) внедрение высоковольтных цифровых трансформаторов тока и напряжения;
- 2) внедрение первичного и вторичного электросетевого оборудования со встроенными коммутационными портами;
- 3) внедрение устройства РЗА, поддерживающих международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий протоколы цифрового обмена данными между устройствами различного назначения и разных изготовителей;
- 4) внедрение интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) РЗА;
- 5) создание «цифровых подстанций», позволяющих получить ряд преимуществ.

Согласно пункту 2.2 КРРЗА [20] требования к современным МП устройствам РЗА:

- 1) применение МП устройств РЗА преимущественно российского производства;
- 2) блочно-модульное исполнение устройств РЗА;
- 3) строение средства самодиагностики;
- 4) набор элементов свободно-программируемой логики;
- 5) оптические и электрические цифровые интерфейсы связи с АРМ и АСУ ТП;
- 6) интеграция с АСУ ТП по стандартным протоколам;
- 7) возможность дистанционного изменения уставок и конфигурации устройства РЗА;
- 8) оптимальная интеграция функций в одном устройстве;
- 9) совмещение функций РЗ и противоаварийной автоматики в одном устройстве допустимо только при соответствующем обосновании;
- 10) срок службы, гарантируемый изготовителем, должен составлять не менее 20 лет;
- 11) гарантийный срок эксплуатации устройства РЗА должен составлять не менее 3 лет.

По пункту 9.1 НТП ПС [8]:

- 1) при новом строительстве должны применяться современные устройства РЗА отечественного или иностранного производства, аттестованные или одобренные ОАО «ФСК ЕЭС»;
- 2) отключение любого поврежденного элемента сети должно осуществляться с минимально возможным временем [при котором обеспечивается селективность] для сохранения устойчивости системы и ограничения области и степени повреждений;
- 3) в сети 110 кВ и выше должно применяться ближнее резервирование и УРОВ;

										Лист
										80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР					

- 4) при наличии двух ЭМО выключателей устройства РЗ и УРОВ должны действовать на оба ЭМО;
- 5) если дальнейшее резервирование не обеспечивается [по чувствительности] должны предусматриваться меры по усилению ближнего резервирования;
- 6) все устройства РЗА должны быть интегрированы в АСУ ТП.

Данным требованиям должны соответствовать современные подстанции и релейная защита на них.

8.2 Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ

8.2.1 Силовой двухобмоточный трансформатор ТРДН -25000/110

Для трансформаторов 110/10 кВ по пункту 3.2.51 [1] должны быть предусмотрены защиты от:

- 1) м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- 2) о/ф КЗ в обмотке и на выводах 110 кВ;
- 3) витковых замыканий (ВЗ) в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижением уровня масла (для масляных трансформаторов).

Для масляных трансформаторов по пункту 3.2.53 [1] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа [м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ], и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

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

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, предусматривается отдельное газовое реле.

В соответствии с пунктом 3.2.54 [1] для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

Согласно пункту 3.2.55 [1] в зону действия дифференциальной защиты должны входить соединения трансформатора со сборными шинами.

В качестве защиты от токов внешнего м/ф КЗ предусматривается МТЗ с пуском по напряжению [ПУЭ п. 3.2.59].

В соответствии с пунктом 3.2.61 [1] МТЗ от внешних КЗ устанавливается на трансформаторах с расщепленной обмоткой на всех сторонах (ВН, НН1, НН2).

Согласно пункту 3.2.69 [1] для защиты от перегрузки предусматривается МТЗ [защита от перегрузки] с действием на сигнал.

Так как на ПС установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ по пункту 3.3.26 [1] на трансформаторах АПВ не устанавливается.

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

В соответствии с п. 3.3.61 [1] трансформаторы с РПН оснащаются системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Для резервирования отказа выключателей на стороне 110 кВ ПС предусматриваем установку УРОВ [ПУЭ п. 3.2.18].

По требованиям НТП ПС [п. 9.7] на трансформаторе 35-220 кВ предусматривается:

- 1) один комплект дифференциальной токовой защиты;
- 2) газовая защита;
- 3) защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- 4) резервные защиты на сторонах ВН и НН (при расщепленной обмотке НН1 и НН2);
- 5) автоматика регулирования РПН;
- 6) защита от перегрузки.

Газовое и струйное реле должны действовать [НТП ПС п. 9.7.2] через устройство дифференциальной защиты и через устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснастить данные реле двумя отключающими контактами).

Резервная защита на стороне ВН трансформатора выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от м/ф КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ [НТП ПС п.9.11.1] с пуском от защит присоединений.

УРОВ 110 кВ и выше реализуется двухступенчатым действием:

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

Если трансформатор на стороне ВН подключен через два выключателя, для защиты ошиновки 110 кВ трансформатора рекомендуется применять отдельную дифференциальную токовую защиту [НТП ПС п. 9.8]. По НТП ПС [п. 9.10] должно предусматриваться АПВ ошиновки 110 кВ трансформаторов.

Запишем защиты трансформатора в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Защиты трансформатора 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий
2	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
3	Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления

Продолжение таблицы 8.1

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
4	Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
5	Резервная защита НН1 и НН2	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
6	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на сторонах НН1 и НН2»
7	Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
8	Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей
9	УРОВ	Каждого из выключателей
10	Дифференциальная защита ошиновки ВН	Для защиты от КЗ ошиновки стороны ВН
11	АПВ ошиновки ВН	С запретом, если трансформатор отключает ДЗТ

Выберем исполнения устройств РЗА трансформатора ТРДН-25000.

Комплект резервных защит может совмещать функции автоматики РПН и АУВ ВН. На сайте НТЦ «Механотроника» [22] выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА трансформатора:

1)ШЗТ-МТ-051-152 – Шкаф основных защит, содержит 1 МП УРЗА: комплект основных защит трансформатора с расщепленной обмоткой НН БМРЗ-ТД.

2)ШЗТ-МТ-051-152 – Шкаф резервных защит и регулирования напряжения трехобмоточного трансформатора, содержит два МП УРЗА: комплект автоматики РПН – БМРЗ – ЦРН и комплект резервных защит и АУВ ВН трансформатора – БМРЗ – ТР.

Ознакомившись с функциями выполняемыми указанными устройствами, убеждаемся в их соответствии вышеперечисленным нормативным требованиям.

8.2.2 Воздушная линия 110 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.106 [1] для ВЛ 110 должны быть предусмотрены УРЗ от м/ф КЗ и о/ф КЗ.

В соответствии с пунктом 3.2.107 [1] защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях.

Согласно пункту 3.2.108 [1] для сохранения устойчивой работы энергосистемы на ВЛ 110 кВ с двусторонним питанием в качестве основной должны быть пре-

дусмотрена защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке линии, выполненная в виде продольной дифференциальной защиты.

От о/ф КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП).

Согласно пункту 3.2.111 [1] уа ВЛ с двусторонним питанием от м/ф КЗ применяется трехступенчатая ДЗ, используемая в качестве резервной. В качестве дополнительной используется ТО.

По пункту 3.2.116 [1] от о/ф КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП), используемая в качестве резервной.

В соответствии с пунктом 3.3.2 на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ.

Согласно пункту 3.3.10 [1] на ВЛ с двусторонним питанием предусматривается АПВ с улавливанием синхронизма.

По пункту 3.2.18 [1] на выключателе (выключателях) ВЛ 110 кВ предусматривается УРОВ.

Согласно пункту 9.9.1 [21] на ВЛ с двусторонним питанием устанавливается две независимые защиты от всех видов повреждения:

- 1) быстродействующая защита с абсолютной селективностью [основная защита];
- 2) комплект ступенчатых защит (КСЗ) (резервная защита).
- 3) В качестве основной защиты согласно п. 9.9.2 [21] применяются:
- 4) продольная дифференциальная защита (ДЗЛ);
- 5) дифференциально-фазная защита (ДФЗ);
- 6) защита с высокочастотной (ВЧ) блокировкой (направленная ВЧ фильтровая защита);
- 7) КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

На ВЛ 110 кВ должно применяться 3-х фазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит [НТП ПС п. 9.10.4].

На ВЛ с двусторонним питанием ТАПВ выполняется однократным. На ВЛ с двусторонним питанием пуск АПВ осуществляется с контролем отсутствия/наличия напряжения и контролем наличия синхронизма.

По НТП ПС [п. 9.11.1] на каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Запишем защиты линий 110 кВ с двусторонним питанием в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Защиты линии 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
Основная защита		
1	ДЗЛ	С ВОЛС
2	КСЗ	3 ступени ДЗ от м/ф КЗ, 4 ступени ТНЗНП от о/ф КЗ

Продолжение таблицы 8.2

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
Резервная защита		
3	Дистанционная защита	Три ступени, от м/ф КЗ
4	ТНЗНП	Четыре ступени, от о/ф КЗ
5	Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
6	ТАПВ	Однократное, к контролем напряжения и синхронизма
7	УРОВ	Для каждого выключателя

На сайте НТЦ «Механотроника» [22] выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА защиты линии:

1) ШОЗЛ-МТ – шкаф основной защиты линии, содержит 1 МП УРЗА: защита и автоматика линий 110 кВ БМРЗ-ЛТ-01.

2) ШРЗЛ-МТ – шкаф резервных защит линии и автоматики управления выключателем, содержит 1 МП УРЗА: защита и автоматика линий 110 кВ БМРЗ-ЛТ-01.

8.3 Расчет устройств РЗА присоединений 110 кВ

8.3.1 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ

Расчет будет проводиться по методике расчёта уставок из руководства по эксплуатации на блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД (Приложение Д), входящий в состав шкафа ШЗТ-МТ [22].

8.3.1.1 Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения

Для выбора номинального тока ПТН (преобразователь тока в напряжение) на стороне ВН и НН необходимо определить входной расчетный ток $I_{ВХ.РАСЧ}$ по выражению (8.1):

$$I_{ВХ.РАСЧ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} \quad (8.1)$$

Со стороны ВН:

$$I_{ВХ.РАСЧ.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.}$$

Со стороны НН:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 656,1 \text{ А.}$$

В пункте 5.7.1 выбран трансформатор тока стороны ВН трансформатора ТВГ-110-0,5/10Р-300/5 [10].

Следовательно:

$$K_{1.\text{ВН}} = \frac{300}{5} = 60.$$

В пункте 5.7.2 выбран трансформатор тока стороны ВН трансформатора ТЛ-10-0,5/10Р-1000/5 [16].

Следовательно:

$$K_{1.\text{НН}} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Вторичный ток для стороны ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН}}}{K_{1.\text{ВН}}} = \frac{125,5}{60} = 2,1 \text{ А.}$$

Вторичный ток для стороны НН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}}}{K_{1.\text{НН}}} = \frac{656,1}{200} = 3,28 \text{ А.}$$

Номинальный ток ПТН выбирается как ближайший по значению из приложения Е руководства по эксплуатации [22]:

- 1) Номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.ВН}} = 2,5 \text{ А}$;
- 2) Номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.НН}} = 2,5 \text{ А}$.

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания определяется по выражению (8.2):

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (\varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{РЕГ}}), \quad (8.2)$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,3;
 ε – относительная погрешность трансформатора тока в установившемся режиме, равная 0,1;
 $U_{рег} = 0,05$ для чувствительной уставки, для грубой = 0,12;
 $F_{выр}$ – относительно значение погрешности выравнивания токов плеч, равное 0,03.

Для чувствительной уставки:

$$I_{дзт.нач.ч} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,03) = 0,117.$$

Для грубой уставки (учитывается полный диапазон регулирования РПН):

$$I_{дзт.нач.г} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,03) = 0,162.$$

По результатам расчета минимальная возможная уставка $I_{дзт.нач} = 0,2$ А.

Расчет коэффициента торможения $K_{торм.2}$ на втором участке проводится исходя из отстройки от тока небаланса. Расчет относительного значения тока небаланса $I_{нб.расч}$ выполняется по выражению (8.3):

$$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + U_{рег} + F_{выр}, \quad (8.3)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме.

В данном выражении $K_{пер}$ это расчетная величина, зависящая от погрешности трансформаторов тока в переходном режиме, а именно влияет предельная кратность K_{10} .

Поэтому оценим коэффициент K_{10} для сторон ВН и НН по выражению (8.4):

$$K_{10.отн} = \frac{I_{1.ном.та} \cdot K_{10}}{I_{ном.тр}}. \quad (8.4)$$

Для стороны ВН:

$$K_{10.отн} = \frac{300 \cdot 20}{125,5} = 47,8.$$

Для стороны НН:

$$K_{10.отн} = \frac{1000 \cdot 20}{656,1} = 30,5.$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

Так как выполняется условие $K_{10отн} > 20$ для обеих сторон подстанции, то принимается $K_{пер} = 2,0$.

Определяем ток небаланса для чувствительной уставки:

$$I_{НБ.РАСЧ.Ч} = 2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,03 = 0,28.$$

Определяем ток небаланса для грубой уставки:

$$I_{НБ.РАСЧ.Г} = 2 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,03 = 0,35.$$

Коэффициент торможения определяется по следующему выражению (8.5):

$$K_{ТОРМ.2} = 1,5 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} - I_{ДЗТ.НАЧ}. \quad (8.5)$$

Коэффициент 1,5 в выражении учитывает положение второй точки излома характеристики торможения при значении тормозного тока, равного $1,5 I_{НОМ}$.

Для чувствительной уставки:

$$K_{ТОРМ2.Ч} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,28 - 0,2 = 0,35.$$

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $K_{ТОРМ.2.Ч} = 0,35$

Для грубой уставки:

$$K_{ТОРМ2.Г} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,35 - 0,2 = 0,48.$$

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $K_{ТОРМ.2} = 0,48$.

Коэффициент торможения $K_{ТОРМ.3}$ на третьем участке выбирается с учётом того, что при больших кратностях токов внешних КЗ наблюдается значительное искажение формы кривой токов небаланса.

В руководстве рекомендуется целесообразное использование следующих приближенных значений: для трансформаторов мощностью 25 МВА и менее следует принять $K_{ТОРМ.3}$ равным 0,7; для трансформаторов мощностью 40 МВА и более следует принять $K_{ТОРМ.3}$ равным 0,9.

В данном случае установлен трансформатор мощностью 25 МВА, поэтому $K_{ТОРМ.3}$ принимается равным 0,7.

На рисунке 8.1 представлена тормозная характеристика.

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

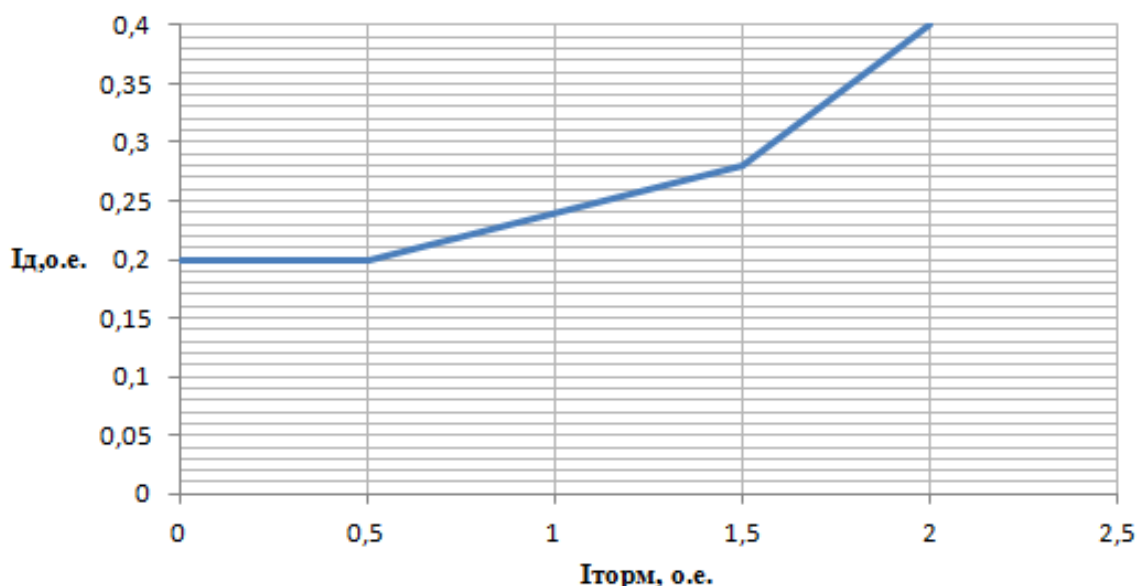


Рисунок 8.1 – Тормозная характеристика чувствительной уставки

8.3.1.2 Выбор уставки информационного параметра блокировки

Основным режимом, определяющим значение коэффициента информационного параметра блокировки $K_{ипб}$, является режим отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход. Для защит трансформаторов распределительных сетей рекомендуется значение $K_{ипб} = 0,38$.

8.3.1.3 Проверка чувствительности

Коэффициент чувствительности $K_{ч}$ определяется соотношением:

$$K_{ч} = \frac{I_{д.min}}{I_{дзт.нач}}$$

где $I_{д.min}$ – минимальное относительное значение дифференциального тока при КЗ за трансформатором расчетного вида.

Поскольку $I_{дзт.нач}$ меньше 0,5 (о.е.) и тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до тока торможения, равного 0,5 (о.е.), то для дифференциальных защит понижающих двухобмоточных трансформаторов всегда получается $K_{ч} > 2$ с большим запасом и проводить проверку чувствительности не обязательно.

8.3.1.4 Расчет дифференциальной токовой отсечки

По условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход рекомендуется принять уставку отсечки на уровне $6 I_{НОМ.ТР}$ (8.6):

$$I_{\text{ОТС.СР1}} = 6 \cdot I_{\text{НОМ.ТР}} = 6 \cdot 125,5 = 753 \text{ А.} \quad (8.6)$$

По условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ уставку выбрать по выражению (8.7):

$$I_{\text{ОТС.СР}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАХ}}, \quad (8.7)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{НБ}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАХ}}$ – относительное значение максимального тока внешнего КЗ.

Коэффициент $K_{\text{НБ}}$ зависит от значений параметра $K_{10\text{ОТН}}$, остаточных индукций трансформаторов тока и ряда других факторов. При установке со всех сторон защищаемого трансформатора первичных трансформаторов тока со вторичным номинальным током, равным 5 А, принять коэффициент $K_{\text{НБ}}$ равным 0,7.

$$I_{\text{ОТС.СР}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 12\,895 = 10\,832 \text{ А.}$$

С учётом коэффициентов трансформации ТТ:

$$I_{\text{ОТС.СР.ВТОР}} = \frac{10\,832}{300} = 36,1 \text{ А.}$$

Проверим целесообразность ввода отсечки. Найдём коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МИН}}}{I_{\text{ОТС.СР}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4013}{10832} = 0,32.$$

Дифференциальная токовая отсечка нецелесообразна, её нужно вывести из работы.

8.3.1.5 Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

Все оставшиеся защиты трансформатора 110/10 выполнены в терминале БМРЗ-ТР. Максимальный рабочий ток через силовой трансформатор (несёт всю нагрузку ПС):

$$I_{\text{РАБ.МАКС}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{23000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 120,7 \text{ А.}$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>90</i>

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{СЗ} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 120,7 = 129,3 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ (вторичный):

$$I_{СР} = \frac{I_{СЗ}}{n_T} \cdot k_{СХ} = \frac{129,3}{300} \cdot 1 = 0,43 \text{ А.}$$

Время срабатывания МТЗ, с учётом времени срабатывания вводного выключателя на секции:

$$t_{МТЗ.ТР} = t_{МТЗ-1.ВВ} + \Delta t. \quad (8.8)$$

Определим степень селективности между МТЗ ТР и МТЗ ВВ:

$$\Delta t = t_{ОТК.ВВ} + 2 \cdot t_{ПОГРЕШ.ОВ} + t_{ВОЗВ.ИО.Т.} + t_{ЗАП.} \quad (8.9)$$

Подставив числовые значения в формулу (8.9), получим:

$$\Delta t = 0,05 + 2 \cdot 0,035 + 0,044 + 0,1 = 0,264 \text{ с.}$$

Подставив числовые значения в формулу (8.8), получим:

$$t_{МТЗ.ТР} = 1,52 + 0,264 = 1,784 \text{ с.}$$

Выберем напряжение срабатывания:

$$U_{СР.2} = 0,5 \cdot U_{НОМ.ВТОР} = 0,5 \cdot 100 = 50 \text{ В.}$$

8.3.1.6 Расчет защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{СЗ.ПЕР} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{РАБ} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 60,35 = 64,7 \text{ А.}$$

Определим вторичный ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{СЗ.ПЕР(2)} = \frac{I_{СЗ.ПЕР}}{n_T} \cdot k_{СХ} = \frac{64,7}{300} \cdot 1 = 0,216 \text{ А.}$$

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок ФСК рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона 9 – 10 с. Окончательно принимаем $t_{П.Т}=10$ с.

8.3.1.7 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС». Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}} = 0,05 \cdot 421,6 = 21,1 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{21,1}{300} = 0,07 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А при номинальном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{\text{УРОВ}(2)\text{ФАКТ}} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС» по формуле (8.10):

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (8.10)$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – полное время отключения выключателя;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Подставив значения формулу, получим:

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с.}$$

8.3.2 Расчет защит линий 110/10 кВ

Дистанционная защита (ДЗ) применяется в качестве резервной защиты от многофазных КЗ на линиях 110 кВ и выше. ДЗ реагирует на расстояние (сопротивление) до точки КЗ, срабатывая при близких КЗ, когда сопротивление, подведенное

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

к терминалу снижается (ДЗ относится к защитах минимального действия). Обычно ДЗ выполняется трехступенчатой.

При отсутствии методических указаний на сайте ФСК ЕЭС для данной фирмы-изготовителя устройств РЗА расчет параметров производится по руководящим указаниям [23]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы-разработчика на МП терминал ДЗ.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС А (рисунок 30).

Воспользуемся расчетными выражениями для определения сопротивления первой и второй ступени ДЗ линии из [23]. Сопротивление первой ступени выбирается по двум условиям. Для первого условия расчетное выражение для ответвленной ПС для первой ступени при отстройке от коротких замыканий на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии равно (8.11):

$$Z_{с.з.11}^1 \leq 0,85 \cdot \left(Z_1 + \frac{Z_2}{k_{T2}} \right), \quad (8.11)$$

где Z_1 – сопротивление отдельного участка защищаемой линии;

k_{T2} – коэффициент токораспределения.

Данные для определения коэффициентов токораспределения и сопротивления участков линий показаны на рисунке 8.2.

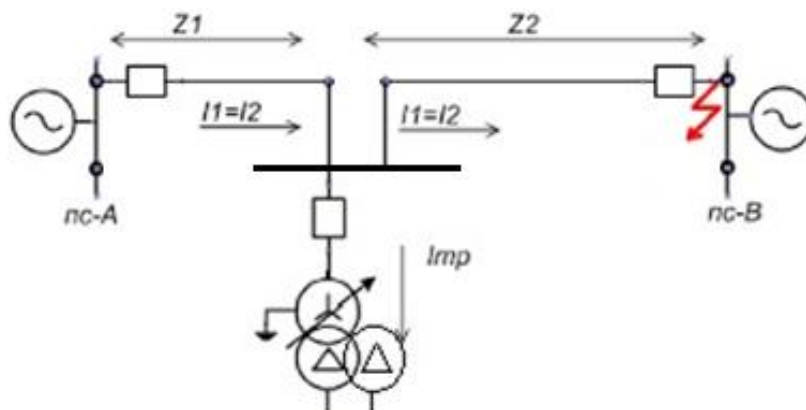


Рисунок 8.2 – Схема для коэффициентов токораспределения и сопротивления участков линий.

Определим сопротивление участков R_1 и R_2 по формулам (8.12), (8.13):

$$R_1 = r_0 \cdot L_{W1} = 0,204 \cdot 30,4 = 6,2 \text{ Ом}, \quad (8.12)$$

$$R_2 = r_0 \cdot L_{W2} = 0,204 \cdot 11,5 = 2,346 \text{ Ом}, \quad (8.13)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии, для АС-150/24, Ом/км;

L_{W1} , L_{W2} – длины линий соответственно, км.

Аналогично определим индуктивное сопротивление участка X_1 и X_2 подставив значения в (8.12) и (8.13):

$$X_1 = x_0 \cdot L_{W1} = 0,42 \cdot 30,4 = 12,77 \text{ Ом},$$

$$X_2 = x_0 \cdot L_{W2} = 0,42 \cdot 11,5 = 4,83 \text{ Ом},$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, для АС-150/24, Ом/км.
Полное сопротивление участков:

$$Z_1 = R_1 + jX_1 = 6,2 + j12,77 = 14,2 \cdot e^{j64,1^\circ}; \quad (8.14)$$

$$Z_2 = R_2 + jX_2 = 2,35 + j4,83 = 5,37 \cdot e^{j64,1^\circ}. \quad (8.15)$$

Коэффициент токораспределения равен:

$$k_{T1} = \frac{I_1}{I_2} = 1.$$

Подставим числовые значения в (8.11):

$$Z_{с.з.11}^1 \leq 0,85 \cdot \left(6,2 + j12,77 + \frac{2,35 + j4,83}{1} \right) = 16,6 \cdot e^{j64,1^\circ} \text{ Ом}.$$

Второе условие расчетное выражение для отстройки от КЗ на шинах низшего напряжения подстанции на ответвлениях (8.16):

$$Z_{с.з.12}^1 \leq 0,85 \cdot \left(z_1 + \frac{z_{Тр}}{k_{Тр}} \right), \quad (8.16)$$

где $z_{Тр}$ – минимальное эквивалентное сопротивление параллельно работающих трансформаторов;

$k_{Тр}$ – коэффициент токораспределения трансформатора.

Минимальное полное сопротивление параллельно работающих трансформаторов равно (8.17):

$$z_{Тр} = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН}^2)}{S_{Т.НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,545 \text{ Ом}. \quad (8.17)$$

Активное сопротивление трансформатора по формуле (8.18):

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,12 \cdot 115^2}{25^2} = 2,54 \text{ Ом.} \quad (8.18)$$

где $P_{\text{к}}$ – потери короткого замыкания, Вт.

Индуктивное сопротивление трансформатора (8.19):

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{(z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2)} = \sqrt{(55,545^2 - 2,54^2)} = 55,49 \text{ Ом.} \quad (8.19)$$

Угол φ трансформатора равен (8.20):

$$\varphi = \arctg \frac{x_{\text{тр}}}{r_{\text{тр}}} = \arctg \frac{55,49}{2,54} = 87,38^\circ. \quad (8.20)$$

Коэффициент токораспределения трансформатора равен:

$$k_{\text{T1}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{125,5}{656,1} = 0,191 \quad (8.21)$$

Подставим числовые значения в формулу (8.16) получим:

$$Z_{\text{с.з.1}}^2 \leq 0,85 \cdot \left(6,2 + j12,77 + \frac{2,54 + j55,49}{0,191} \right) = 258,3 \cdot e^{j84,3^\circ} \text{ Ом.}$$

Для определения вторичного коэффициента срабатывания определим коэффициенты трансформации ТТ и ТН.

Для ТН НОГ-123 коэффициент трансформации:

$$\mu_{\text{Н}} = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{U_{2\text{НОМ}}} = \frac{110000}{100}.$$

Коэффициент трансформации ТТ ТВГ-110:

$$\mu_{\text{Т}} = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}} = \frac{300}{5}.$$

Вторичное значение сопротивление срабатывания 2 ступени ДЗ по формуле (8.22):

$$Z_{\text{с.з.втор1}} = Z_{\text{с.з.1}}^2 \frac{\mu_{\text{Т}}}{\mu_{\text{Н}}} = 258,3 \cdot \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 14,1 \text{ Ом.} \quad (8.22)$$

Максимально возможное переходное сопротивление дуги по формуле (8.23):

$$r_{д.макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз.мин.В}^{(2)}} = \frac{12,5 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 4,013} = 3,597 \text{ Ом.} \quad (8.23)$$

Данное значение входит в область срабатывания ступени.

Рассчитаем сопротивление срабатывания третьей (резервной) ступени по формуле (8.24):

$$Z_{с.з.3}^{III} = \frac{Z_{самозап}}{k_{н} k_{в} \cos(\varphi_{Z_{с.з.3}^{III}} - \varphi_{раб})}, \quad (8.24)$$

где $Z_{самозап} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} k_{самозап} I_{раб.макс}} = \frac{110 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 1,11 \cdot 0,184} = 248,8 \text{ Ом};$

$I_{раб.макс} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,184 \text{ кА}$ – максимальное значение рабочего тока ВЛ, с учетом 40 % перегрузки трансформатора;

$\varphi_{Z_{с.з.3}^{III}} = \varphi_{Z_{с.з.1}^I} = \varphi_{\Sigma} = 64,1^{\circ}$ – угол максимальной чувствительности;

$\varphi_{раб} = 45^{\circ}$ – угол нагрузки в режиме самозапуска электродвигателей;

$k_{н}$ – коэффициент надежности, примем равным 1,2;

$k_{в}$ – коэффициент возврата измерительного органа сопротивления ДЗ, примем равным 1,05.

Подставив значения в формулу (8.24) получим:

$$Z_{с.з.3}^{III} = \frac{248,8}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(64,1 - 45)} = 209 \text{ Ом.}$$

Для определения вторичного коэффициента срабатывания определим коэффициенты трансформации ТТ и ТН. Для ТН ЗНОЛ-06-10 коэффициент трансформации равен 10000/100. Коэффициент трансформации ТТ ТЛ-110 равен 600/5.

Вторичное значение сопротивление срабатывания 3 ступени ДЗ по (8.22):

$$Z_{с.з.втор} = Z_{с.з.3}^{III} \frac{\mu_{Т}}{\mu_{Н}} = 209 \cdot \frac{600 \cdot 100}{5 \cdot 10000} = 250,8 \text{ Ом.}$$

Максимально возможное переходное сопротивление дуги по (8.23):

$$r_{д.макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз.мин.НН}^{(2)}} = \frac{1,25 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 5,578} = 0,259 \text{ Ом.}$$

					П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Таким образом, точка расположена внутри области срабатывания третьей ступени (рисунок 8.3). Чувствительность ДЗ при двухфазном КЗ в минимальном режиме обеспечена.

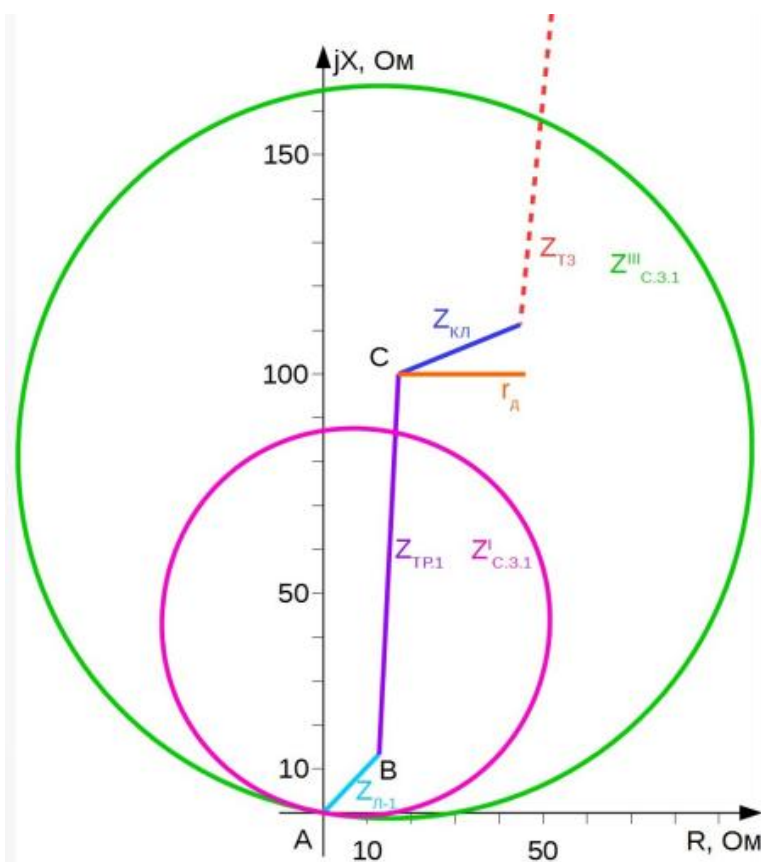


Рисунок 8.3 – Комплексная плоскость сопротивлений

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР

Лист

97

9 ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ НА ПОДСТАНЦИЯХ 110–220 КВ

9.1 Виды и назначение компенсирующих устройств

Компенсирующие устройства (КУ) в электроэнергетике и в электроэнергетических системах – это устройства, которые применяются для компенсации реактивной мощности, с целью нормализации напряжений в узлах и снижения потерь электроэнергии.

Существуют компенсирующие устройства, способные только выдавать или потреблять реактивную мощность, а также универсальные, то есть работающие в обоих режимах.

По способу управления различают нерегулируемые, которые могут быть лишь в двух состояниях – «отключено» и «включено», и регулируемые (управляемые), которые изменяют генерируемую/потребляемую реактивную мощность по сигналам управления [24].

1) Батареи статических конденсаторов (БСК), их применяют для того, чтобы разгрузить электрические сети от передачи по ним реактивной мощности, генерируют реактивную мощность в узлах нагрузки. БСК набираются из отдельных конденсаторов путем параллельного и последовательного соединения;

2) Синхронные компенсаторы (СК) – синхронные машины, работающие в режиме холостого хода. Синхронные компенсаторы выпускаются сравнительно большой мощности (50–320 МВА) и устанавливаются, как правило, на районных подстанциях, где график нагрузки меняется в широких пределах, в связи с чем существенно изменяется баланс реактивной мощности. Как правило, это крупные системные подстанции напряжением 220 кВ и выше, где СК устанавливаются на шинах низшего напряжения (10–20 кВ). Синхронный компенсатор может быть снабжен устройством АРВ (автоматического регулирования возбуждения), и при снижении напряжения он автоматически будет увеличивать выработку реактивной мощности, тем самым стабилизируя напряжение;

3) Статические тиристорные компенсаторы (СТК) состоят из параллельно включенных управляемых реакторов и батарей конденсаторов, которые подключаются к сети высокого напряжения через трансформатор. Сочетание реакторов и батарей конденсаторов позволяет использовать СТК как для генерации (при преобладании емкостного элемента), так и для потребления реактивной мощности (при преобладании индуктивного элемента). СТК устанавливаются на промежуточных и конечных подстанциях мощных электропередач, а также в крупных узлах нагрузки для стабилизации режима сети при резко переменном характере нагрузки. Использование СТК в питающих сетях позволяет: стабилизировать напряжение в месте подключения СТК, уменьшить потери активной мощности в электропередаче, увеличить пропускную способность линии и тем самым устранить необходимость сооружения новой линии, улучшить условия регулирования напряжения, демпфировать колебания мощности и напряжения;

4) Шунтирующие реакторы (ШР) используются для потребления излишней

									Лист
									98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР				

реактивной мощности в ЭЭС и получения напряжений входящих в допустимую область. Предназначены для компенсации зарядной мощности в линиях высокого и сверхвысокого напряжения. ШР – представляют собой катушку индуктивности, мощность которой зависит от напряжения [25].

Таким образом, составим таблицу 9.1 для удобства выбора компенсирующих устройств.

Таблица 9.1 – Параметры для выбора компенсирующих устройств

Компенсирующее устройство	Генерация Q	Потребление Q	Регулирование	Использование в сетях напряжением
БСК	+	–	–	До 220 кВ
СК	+	+	+	220 кВ и выше
СТК	+	+	+	В любых
ШР	–	+	+	110 кВ и выше

Из таблицы 9.1 можно сделать вывод о том, что все компенсирующие устройства применяются на напряжение 220 кВ, и все кроме синхронных компенсаторов используются в сетях 110 кВ. При этом самыми дешевыми являются БСК, вследствие чего и получили такую большую распространенность в сетях, где необходима дополнительная генерация реактивной мощности. Но в случаях, где необходимо потребление излишней мощности используются остальные устройства.

Согласно ПУЭ [1, п.1.2.24]: «Выбор и размещение устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях производятся исходя из необходимости обеспечения требуемой пропускной способности сети в нормальных и послеаварийных режимах при поддержании необходимых уровней напряжения и запасов устойчивости».

9.2 Выбор КУ для схемы внешнего электроснабжения 110 кВ

9.2.1 КУ, рекомендуемые к установке в сети

В пункте 1.2 Баланс реактивных мощностей показал, что в сети внешнего электроснабжения месторождения «Юбилейное» существует избыток реактивной мощности, следовательно, требуется компенсирующее устройство, потребляющее реактивную мощность.

Несмотря на то, что сеть 110 кВ, в ней есть электростанция и подстанция напряжением 220 кВ, поэтому в п.1.2 было предложено поставить два СК КСВБ 100-11У1 мощностью 100 МВА [3].

Однако при расчете приближенного потокораспределения п.2.3 напряжение в сети оказалось пониженным, и на узловой подстанции Бурибай возникла необходимость поставить БСК как минимум на 12,5 Мвар. В пункте 4.1 в максимальном

режиме при перспективном росте нагрузок на 10% за 5 лет мощность БСК на подстанции Бурибай была уточнена, для того, чтобы уровень напряжения оставался в допустимых пределах, стало необходимо установить КУ генерирующее минимум 40 Мвар. Установим БСК-110-52 УХЛ1 с номинальной реактивной мощностью 52 Мвар (как ближайшая большая мощность в каталоге) [26].

Тем не менее, в минимальном режиме напряжение сильно возрастает (рисунок 10). Именно поэтому необходимо отключить в минимальном режиме на подстанции Бурибай компенсирующее устройство. Так как этой меры оказалось недостаточно, и с учетом того, что из исходных данных видно, что на Ириклинской ГРЭС 110 коэффициент мощности мал, то есть реактивная мощность больше активной, нужно либо уменьшить генерацию реактивной мощности компенсирующего устройства или увеличить потребление (если это возможно). Чтобы снизить напряжение на Ириклинской ГРЭС 110, пришлось бы убрать как минимум 35 Мвар генерируемой реактивной мощности (или поставить компенсирующее устройство, потребляющее реактивную мощность).

С учетом вышесказанного, предположим, что на Ириклинской ГРЭС невозможно регулировать реактивную мощность. Нужно установить СК КСВБОМ 100-11У1, номинальной мощностью 100 МВА, который при работе в режиме потребления реактивной мощности будет потреблять до 50 Мвар (это ближайшее значение) [3].

9.2.2 Батарея статических конденсаторов на подстанции Бурибай

Батареи статических конденсаторов – нерегулируемое устройство, в общем случае, оно может быть выключено или включено (рисунок 9.1) – устанавливается БСК-110-52 УХЛ1 [26].

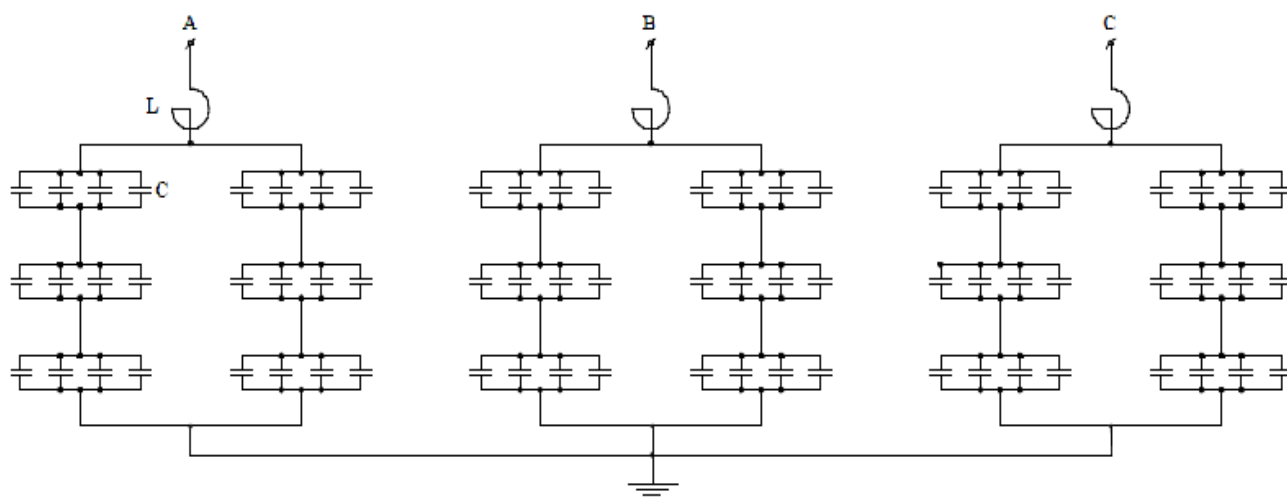


Рисунок 9.1 – Схема принципиальная электрическая БСК

В таблице 9.2 представлены каталожные данные на выбранное КУ.

Таблица 9.2 – Технические параметры батареи статических конденсаторов

Тип	БСК-110-52 УХЛ1
Режим работы нейтрали	Заземлённый
Схема соединения	Звезда
Номинальная емкость фазы, мкФ	13,68
Допустимое отклонение емкости от номинальной, %	5
Номинальное напряжение батареи, кВ	110
Номинальная мощность батареи, Мвар	52
Номинальный ток фазы батареи, А	273
Уровень изоляции, кВ	126/200/450
Температура эксплуатации, °С	-40/+40
Высота установки над уровнем моря, м	≤ 1000
количество последовательных групп конденсаторов	6
количество параллельных конденсаторов в группе	4+4
Общее количество конденсаторов в фазе	48
Тип конденсатора	Однофазный
Защита	Внутр. предохранители
Минимальное время до повторного включения, мин	5
Время до наложения заземления после отключения, мин	10
Применимые стандарты	ГОСТ 1282-88, МЭК 60871/1-2

Технические характеристики сравниваются с требуемыми характеристиками для компенсирующего устройства и тогда составляется карта заказа на данную БСК.

Приведем рекомендации по работе батарей статических конденсаторов, связанные с электробезопасностью. Устанавливаемая БСК 110 кВ в плане электробезопасности имеет особенности, которые необходимо учитывать при работе с ней:

- 1) Конденсаторы поставляются с внутренними разрядными резисторами, то есть при отключении конденсатора они снижают напряжение, и прежде чем замыкать батарею накоротко следует подождать не менее 10 минут;
- 2) Перед началом работы с батареей она должна быть заземлена и закорочена.

Кроме того необходимо заземлить и закоротить каждый конденсатор по отдельности, поскольку в некоторых из них может присутствовать напряжение даже несмотря на то, что конденсаторная батарея была ранее закорочена [27].

На подстанции Бурибай на 1 листе графической части ВКР схематично показано подключение БСК через выключатель и токоограничивающий реактор.

9.2.3 Синхронный компенсатор на Ириклинской ГРЭС 110

В таблице 9.3 представлены параметры СК, установленного на Ириклинской ГРЭС 110, которая является подстанцией отходящей от электростанции Ириклинская ГРЭС 220.

Таблица 9.3 – Технические параметры синхронного компенсатора

Тип	S _{ном} , МВ А	U _н ом, к В	I _{ном} , кА	Реактивное сопротивление, %					Р, кВт	GD2, тм ²	S _{мах} при отстающем токе, Мвар	Частота вращения ротора, 1/мин
				X _d	X _d	X _d	X _g	X _g				
КСВБ ОМ- 100-11	100	11	5,25	20	40	210	–	126	1350	55	50 (82,5)	750

1. Реактивные сопротивления обозначены соответственно: X^{''}_d, X[']_d, X_d – продольные сверхпереходное, переходное и синхронное; X^{''}_g, X_g – поперечное сверхпереходное и синхронное.

2. GD2 – момент инерции ротора.

Расшифровка КСВБОМ-100-11: КС – Компенсатор синхронный; В – охлаждение водородное; Б – возбуждение безщеточное; О – реверсивное возбуждение; М – модернизированный; 100 – номинальная мощность, Мвар; 11 – номинальное напряжение, кВ.

Устанавливается синхронный компенсатор на шины низшего напряжения подстанции 110/10 кВ Ириклинская ГРЭС 110.

Достоинства СК: он может работать в двух режимах – генерации и потребления реактивной мощности, когда это требуется, в том числе автоматически регулировать выработку реактивной мощности (при наличии АВР). При этом регулируется синхронный компенсатор плавно.

Из недостатков синхронного компенсатора можно назвать то, что он имеет вращающиеся части, это приводит к сложности в эксплуатации и обслуживании, а также его высокая стоимость.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выпускной квалификационной работы стал проект подстанции месторождения «Юбилейное» 110/10,5 кВ.

В ходе работы выбрано современное оборудование:

- 1) силовые трансформаторы ТРДН-25000/110/10;
- 2) выключатели ВЭБ-110 и разъединители РПД-110 на стороне ВН;
- 3) ячейки КРУ D-12R с выключателями ВВ-TEL-10 на стороне НН;
- 4) провода АС-150/24 воздушных линий к подстанции;
- 5) провода 2хАПВБП 3х120/16 кабельных линий к нагрузке;
- 6) трансформаторы тока ТВГ-110 и напряжения НОГ-123 на стороне ВН;
- 7) трансформаторы тока ТЛ-10 и напряжения ЗНОЛ 0.6-10 на стороне НН;
- 8) аккумуляторная батарея Vb 2305;
- 9) зарядно-подзарядное устройство типа ВАЗП 380/260-40/80.

Выбранное оборудование было проверено по расчётным условиям: по электродинамической стойкости, по термической стойкости, по тепловому импульсу, выделяемому током короткого замыкания и другим параметрам. Полученные значения были сопоставлены с едиными нормами проектирования, ПУЭ, техническими требованиями и стандартами.

Рассмотрены требования к релейной защите подстанции 110 кВ.

Выбраны типоразмеры шкафов терминалов РЗА высокой стороны фирмы-разработчика ООО «НТЦ-Механотроника»:

- 1) шкаф защит трансформатора – ШЗТ-МТ-051-152;
- 2) шкафы основных и резервных защит линий – ШОЗЛ-МТ и ШРЗЛ-МТ.

Рассчитаны уставки выбранных защит высокой стороны подстанции.

Рассмотрены виды и назначение компенсирующих устройств. Представлена таблица с применением видов КУ для генерации или потребления реактивной мощности.

Выбраны компенсирующие устройства для сети внешнего электроснабжения 110 кВ:

- 1) БСК-110-52 УХЛ1 на подстанции Бурибай;
- 2) КСВБ-100-11 на подстанции Ириклинская ГРЭС 110.

Для батареи статических конденсаторов представлена схема подключения и ее параметры. Для синхронного компенсатора приведены параметры, а также его достоинства и недостатки.

Выполнена графическая часть: схема сети 110 кВ внешнего электроснабжения месторождения «Юбилейная», карты основных установившихся режимов, главная схема и план ОРУ подстанции 110/10 кВ «Юбилейная», плакат размещения терминалов релейной защиты на подстанции и подключение терминала ДЗТ трансформатора.

										Лист
										103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР					

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правило устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011. – 1168 с.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Паспортные данные синхронных компенсаторов [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://online-electric.ru/dbase/compensators.php>
4. ГОСТ Р 59735–2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2007. – 36 с.
5. РД 153-34.0-20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева.
6. 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.
7. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
8. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе [Электронный ресурс] / Режим доступа: – http://www.fsk-ees.ru/about/technical_policy/
9. Кабели силовые общепромышленные СПЭ 1-35 кВ [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/silovye-v-SPE-izolyatsii/silovye-v-SPEizolyatsii_13_25.html
10. Выключатели элегазовые баковые типа ВЭБ-110 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/>
11. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. – <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.130.10.095-2011.pdf>

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>104</i>

12. НОГ -123 | Класс напряжения ТН 110 кВ и выше [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TN-110kV-i-vyshe/NOG-123.html>
13. Выключатели вакуумные типа ВВ/TEL-10 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://energosfera.org.ua/vyklyuchateli/vakuumnye-vyklyuchateli/vakuumnye-vyklyuchateli-6-35kv/vyklyuchatel-bb-tel-10-12-5-630-u2-46.html>
14. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
15. 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.
16. Трансформаторы тока серии ТЛ-10 [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.cztt.ru/tl_10.html
17. Трансформаторы напряжения серии ЗНОЛ.06-10 [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.cztt.ru/znol_06.html
18. Трансформатор ТМГ 100/10/0,4 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://transform74.ru/tr/tmg/219/>
19. Агрегат выпрямительный зарядно-подзарядный типа ВАЗП 380/260-40/80 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-vazp.html>
20. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.rosseti.ru/press/news/>
21. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
22. Шкафы РЗА для подстанций 110 кВ. [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.mtrele.ru/shop/shkafy_rza/shkafi_dlya_podstanciy_110_kv1/
23. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>105</i>

24. Компенсирующие устройства. Большая российская энциклопедия [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://bigenc.ru/technology_and_technique/text/2087034

25. Бурман, А.П.; Строев, В.А. Современная электроэнергетика. В 2 томах. – 4-е, перераб. и доп. – М.: МЭИ, 2008.

26. Батареи статических конденсаторов (БСК) ТОО «УККЗ» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.ukkz.com/ru/catalog/batarei-staticheskikh-kodensatorov.htmlsatorov.html>

27. Проектная документация БСК-110-52 УХЛ1 ПС «Бузулукская».

					<i>П-472.13.03.02.2020.137 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106