

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.В. Коваленко

« _____ » _____ 20__ г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.05– Электроэнергетические системы и сети

**ПРОЕКТ ПОДСТАНЦИИ 110 КВ С АНАЛИЗОМ ПРИЛЕГАЮЩЕГО
УЧАСТКА СЕТИ**

Руководитель _____ доцент, к.т.н. А.В. Бобров

Выпускник _____ Д.И. Однолько

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.В. Коваленко

« _____ » _____ 20__ г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Однолько Денису Игоревичу
Группа ФЭ 13-04 Б. Направление подготовки 13.03.02 –
«Электроэнергетика и электротехника», профиль 13.03.02.05 –
«Электроэнергетические системы и сети».

Тема выпускной квалификационной работы «проект подстанции 110 кВ с анализом прилегающего участка сети».

Утверждена приказом по университету № 17238/с от 16.12.2016 г.

Руководитель ВКР – А.В. Бобров, доцент кафедры «ЭСиЭЭС» ПИ СФУ.

Исходные данные для ВКР:

1. Ситуационный план районной эл. сети.
2. Величины максимальных нагрузок, категории электроприёмников.
3. Сведения о климатических условиях района и параметрах нагрузки.

Перечень разделов ВКР:

1. Выбор эскиза сети на базе натуральных показателей.
2. Выбор основного оборудования районной электрической сети 110 кВ.
3. Электрическая часть.
4. Расчёт токов коротких замыканий.
5. Проектирование подстанции 57,5 МВА (выбор схемы распределительных устройств, выбор оборудования: основного, коммутирующего).
6. Технико-экономический расчёт схемы сети.
7. Меры по снижению потерь напряжения.

Перечень графического материала:

1. Главная схема электрических соединений подстанции.
2. Разрез и план ячейки подстанции.
3. Схема замещения РЭС с результатами расчёта характерных УР.
4. Принципиальная схема электрических соединений подстанции 110/10 кВ.
5. Схема электрических соединений

Руководитель ВКР _____

А.В. Бобров

Задание принял к исполнению _____

Д.И. Однолько

«___» _____ 20__ г.

Заявление о согласии выпускника на размещение выпускных квалификационных работ в электронном архиве ФГАОУ ВО СФУ

1 Я, Однокорно Денис Игоревич

студент (ка) ^{фамилия, имя, отчество полностью} Херимтежеского института / 19713-04Б
_{институт/ группа}

Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Сибирский федеральный университет» (далее – ФГАОУ ВО СФУ), разрешаю ФГАОУ ВО СФУ безвозмездно воспроизводить и размещать (доводить до всеобщего сведения) в полном объеме написанную мною в рамках выполнения образовательной программы

выпускную квалификационную работу бакалавра
указать выпускную квалификационную работу бакалавра, дипломную работу

специалиста, дипломный проект специалиста, магистерскую диссертацию

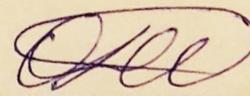
на тему: Проект подотомеши НОКВ с анализом

применяющей графичея сети
название работы

в открытом доступе на веб-сайте СФУ, таким образом, чтобы любой пользователь данного портала мог получить доступ к выпускной квалификационной работе (далее – ВКР) из любого места и в любое время по собственному выбору, в течение всего срока действия исключительного права на выпускную работу.

2 Я подтверждаю, что выпускная работа написана мною лично, в соответствии с правилами академической этики и не нарушает авторских прав иных лиц.

«19» июня 2017



подпись

**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

О Т З Ы В

руководителя о выпускной квалификационной работе
«Проект подстанции 110 кВ с Анализом прилегающего участка сети»

студента группы ФЭ13-04Б

Однолько Дениса Игоревича

1. Выпускная квалификационная работа выполнена по заданию кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы» Политехнического Института СФУ

2. В выпускной квалификационной работе решены следующие задачи: Выбрана принципиальная схема электрических соединений, рассчитаны режимы работы электрической сети, разработан проект подстанции 110/10 кВ, произведен расчет токов короткого замыкания, произведен выбор основного оборудования подстанции. В качестве специальной части выполнен анализ потерь напряжения на участке сети и сформированы предложения по корректировке напряжения у подстанции потребителя.

3. Замечания и предложения

Требуется более детальная проработка экономических показателей проекта.

4. Оценка отлично

Руководитель проекта _____



Бобров А.В.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «ПРОЕКТ ПОДСТАНЦИИ 110 КВ С АНАЛИЗОМ ПРИЛЕГАЮЩЕГО УЧАСТКА» содержит 100 страниц текстового документа, 27 рисунков, 63 таблицы, 41 использованный источник, 7 листов графического материала.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, ПРОЕКТ СЕТИ 110 кВ, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РАСЧЁТ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗКАХ, РАСЧЁТ НА ЭВМ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ, РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЯ, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПС, РАЗРЕЗ И ПЛАН ЯЧЕЙКИ ПОДСТАНЦИИ, ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЁТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ, РАСЧЁТ КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ.

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось проектирование распределительной сети 110 кВ и электрической части подстанции напряжением 110/10 кВ.

В ходе работы выбраны: количество и мощность силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, определены количество и тип выключателей и разъединителей, ограничителей перенапряжения, измерительных трансформаторов, осуществлён выбор главной схемы электрических соединений подстанции № 2.

					ВКР – 13.03.02.05 ПЗ		
Изм.	Лист	№ доким.	Подпись	Дата	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Д.И.Однолько				2	101
Проб.		АВ.Бобров			ФГАОУ ВПО «СФУ» ПИ кафедра «ЭСиЭЭС»		
Н. контр.		АВ.Бобров					
Утв.		И.В.Коваленко					
Проект подстанции 110 кВ с анализом прилегающего участка							



Потенциал снижения потерь на линии СТ-1

Потери мощности – 0,875 МВт

Потери электроэнергии – 2984 МВт·ч/год.



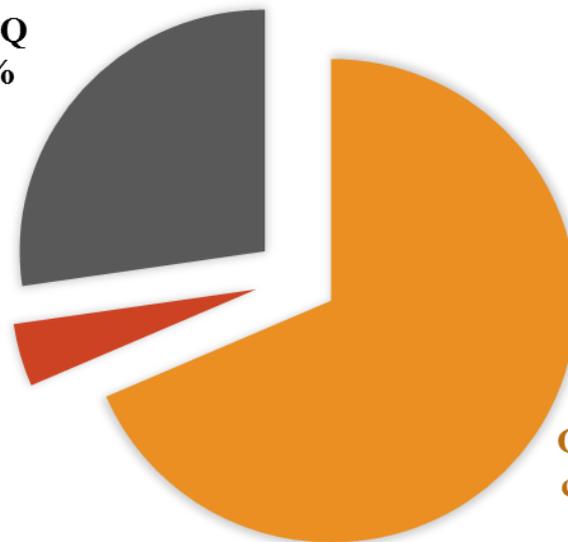
БСК



СТК

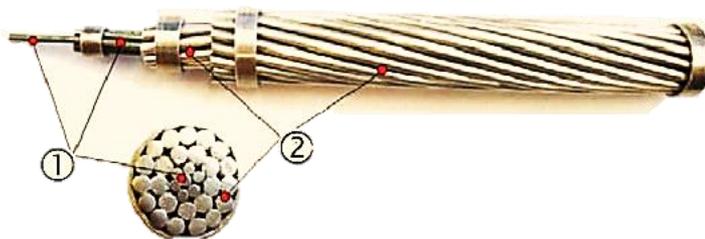
Компенса
ция Q
27%

Увеличен
ие U на
БУ
4%



Оставшие
ся потери
69%

АСТ



АСк2у

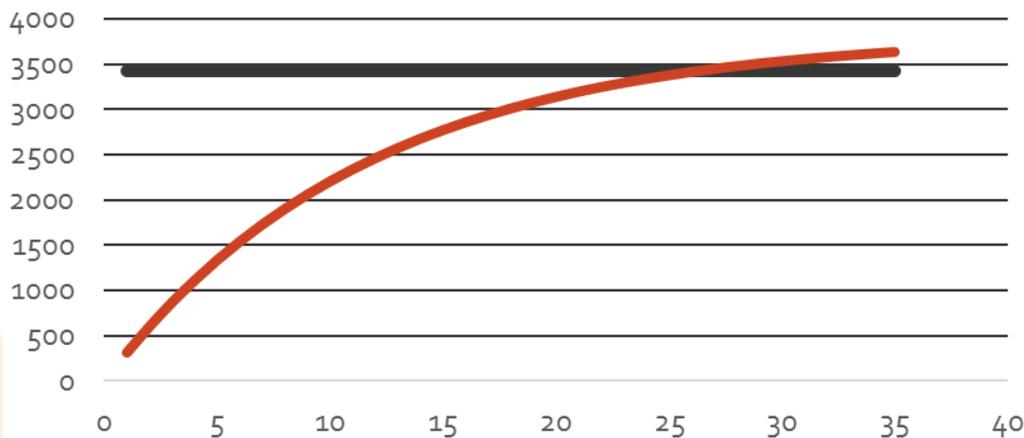




Технико-экономические показатели РЭС

	Составляющие затрат	ЛЭП, млн.руб.	ПС, млн.руб.
1.	Базисный показатель стоимости	211,9	213,7
2.	Учёт затрат, сопутствующих строительству	255,6	260,7
3.	Учёт усложняющих условий строительства	270,9	260,7
4.	Учёт территориального коэффициента	406,4	391,0
5.	Учёт изменения цен	1739	1674
6.	ИТОГО (Учёт стоимости земли под постоянный её отвод)	1740	1678

NPV РЭС



$$K^{\Sigma} = 3418 \text{ млн.руб.}$$

$$И^{\Sigma} = 213 \text{ млн.руб./год}$$

$$C = 0,444 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

$$m_0 = 344 \text{ млн.руб./год}$$

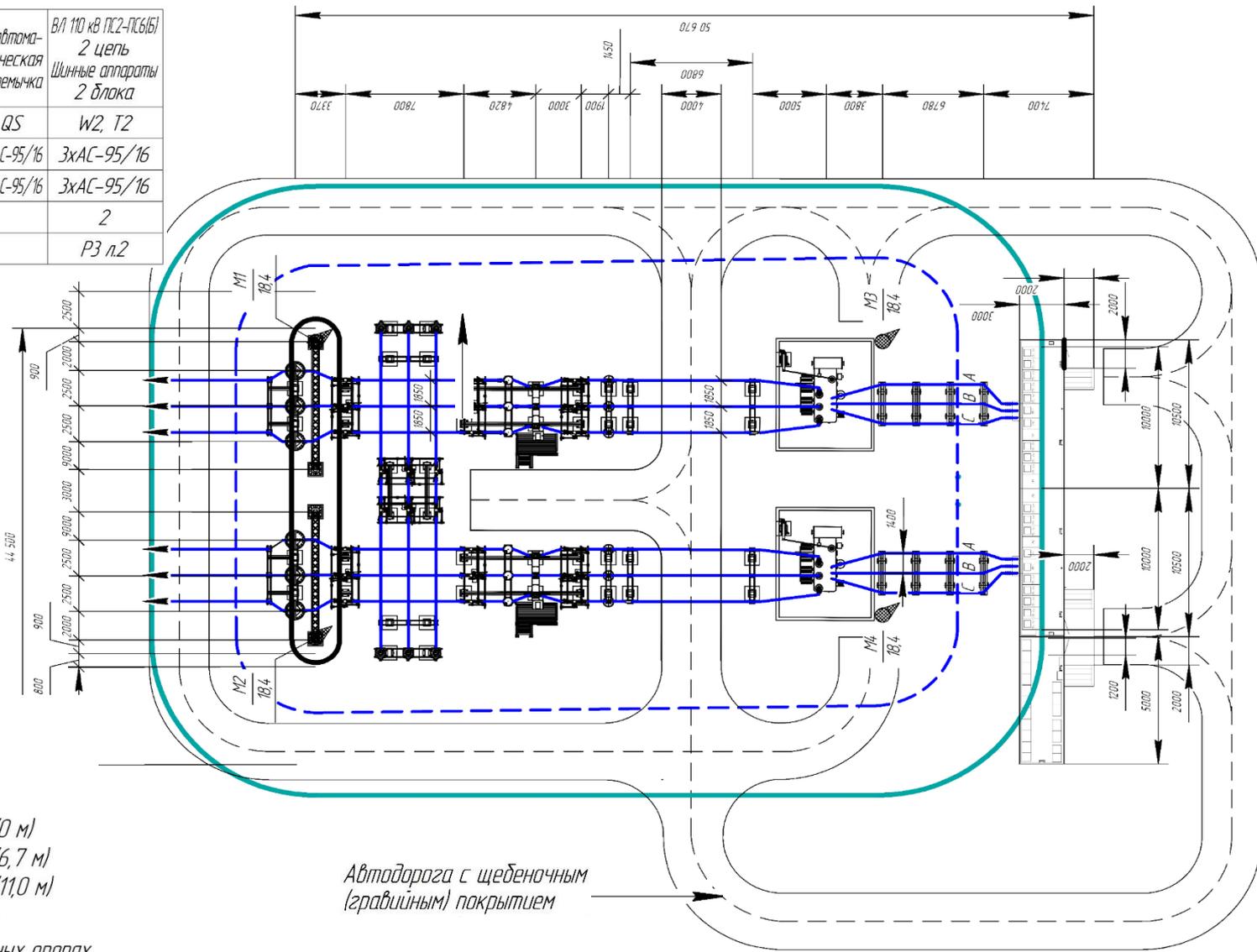
$$k_{\text{рен}} = 124\%$$



Генплан подстанции №2

(57,5 МВ·А 110/10 кВ) [графический материал л.4]

Наименование ячейки	ВЛ 110 кВ ПС2-ПС6(Б) 1 цепь Шинные аппараты 1 длока	Неавтома- тическая перемычка	ВЛ 110 кВ ПС2-ПС6(Б) 2 цепь Шинные аппараты 2 длока
Наименование монтажной единицы	W1, T1	QS	W2, T2
Ошиновка линии	3хАС-95/16	3хАС-95/16	3хАС-95/16
Ошиновка ячейки	3хАС-95/16	3хАС-95/16	3хАС-95/16
Номер линии	1		2
Номер чертежа			РЗ л.2



11

Условные обозначения:

M1 - номер молниеотвода

19,5 м - высота молниеотвода

☇ - Молниеотвод

— - Действие молниезащиты (0 м)

- - - Действие молниезащиты (6,7 м)

- · - - Действие молниезащиты (11,0 м)

1. M1-M2 - молниеотводы на портале

2. M3-M4 - молниеотводы на отдельных опорах

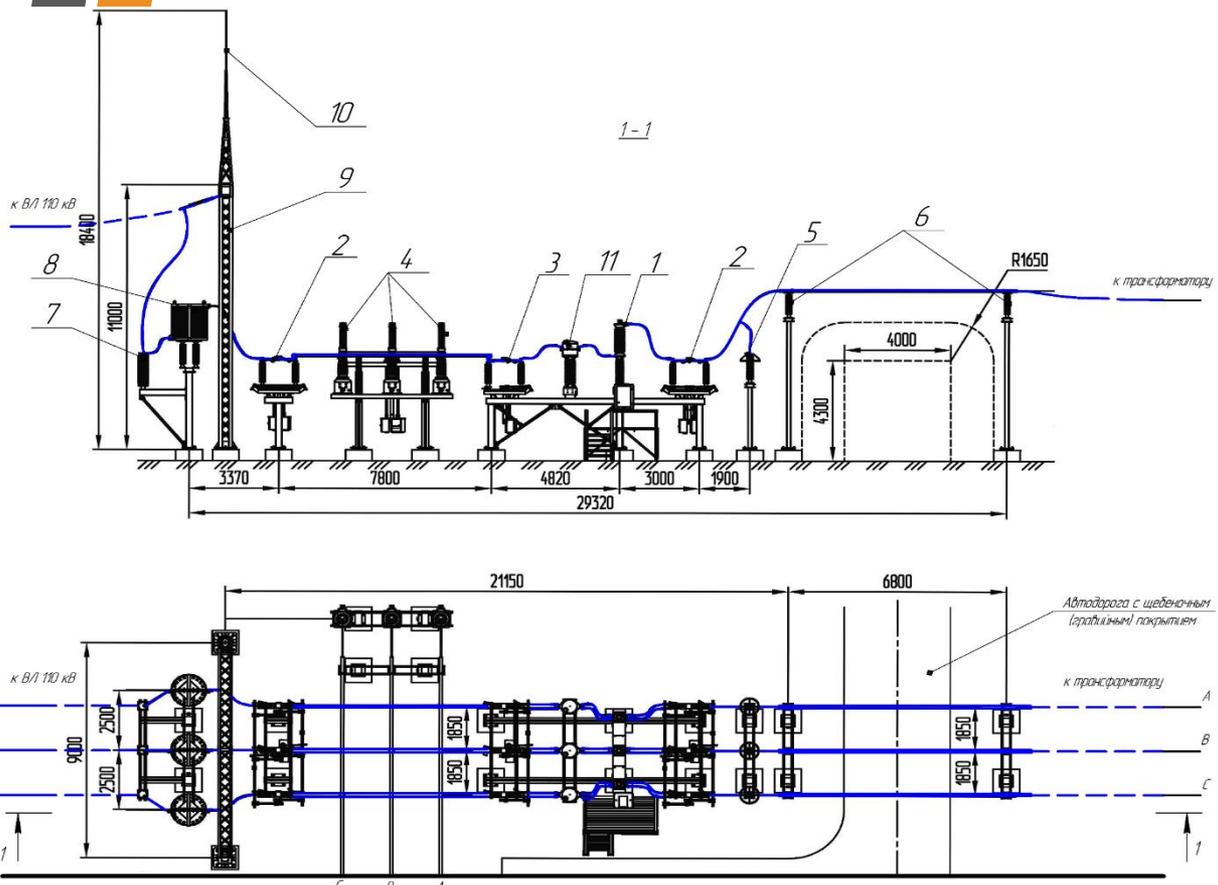
Автомоби́лная доро́га с щебеночным (гравийным) покрытием



ОРУ 110 кВ подстанции №2. План, схема заполнения, разрез

[графический материал л.2]

[графический материал л.6, 7]



Условные обозначения:

Токароведущие части ОРУ 110 кВ

1. Спецификацию см. - С л.6-7

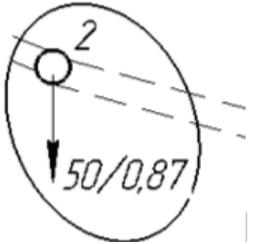
2. Ошиновка выполнена проводами АС-95/16

3. Высота фундаментов под оборудование принята 400 мм

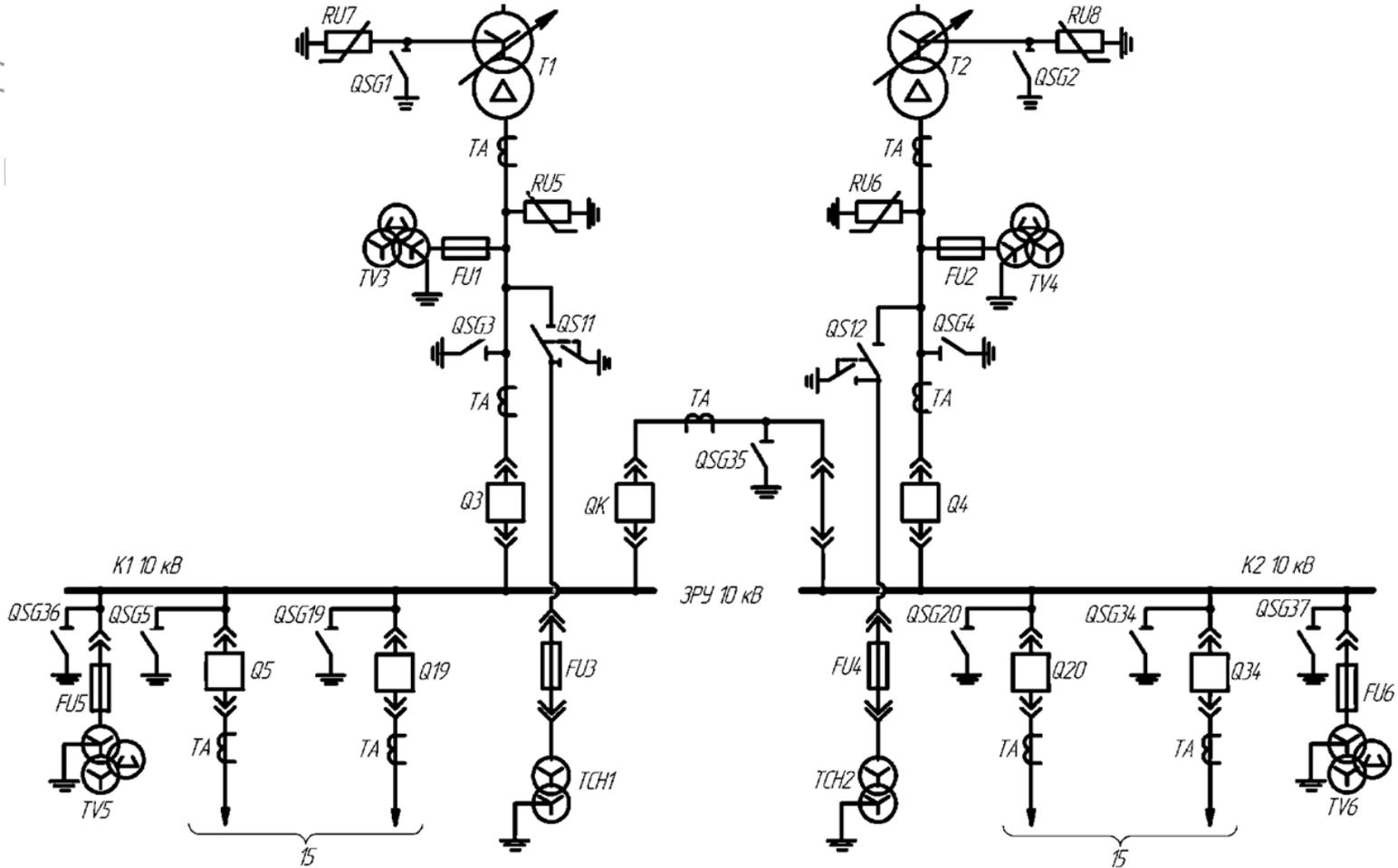
	Сборочные единицы
ТУ 16-2000 2БП.029.001 ТУ	Выключатели элегазовые серии ВГТ
ТУ 16-2003 2БП.055.005 ТУ	Разъединитель трёхполюсный с одним комплектом заземляющих ножей горизонтально-поворотного типа РГ-110/1000 с двигательными приводами главных и заземляющих ножей
ТУ 16-2003 2БП.055.005 ТУ	Разъединитель трёхполюсный с двумя комплектами заземляющих ножей горизонтально-поворотного типа РГ-110/1000 с двигательными приводами главных и заземляющих ножей
ГОСТ 1983-2015	Трансформатор напряжения типа ЗНОГ-110
ТУ 16П.759.001 ТУ	Ограничитель перенапряжений нелинейный типа ОПН-П1-110/77
ТУ 34.94-016-54.2764.25-2007	Шинная опора ЭОСК-10 110-Г-3-УХ/11
ТУ 34.14-017-05758055-2007	Установка конденсаторов связи типа СМПСВ-110/√3
ТУ 34.14-005-46569277-2000	Высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,25 УХ/11
3.407.2-162.2-08	Линейный потрал ПС/1-110
3.407.2-162.5-08	Молниеотвод порталный стержневой типа ТС-5С
ГОСТ 7746-2001	Трансформатор тока типа ТОГФ-110



Главная схема электрических соединений подстанции №2 (ЗРУ 10 кВ) [графический материал л.1]



9



Шкафы КРУ серии ZETO	Выключатели ВБ-10-20/3150
	Рабочие системы шин
	Выключатели ВБ-10-20/630
	Предохранители тока
Трансформаторы	10/1-10

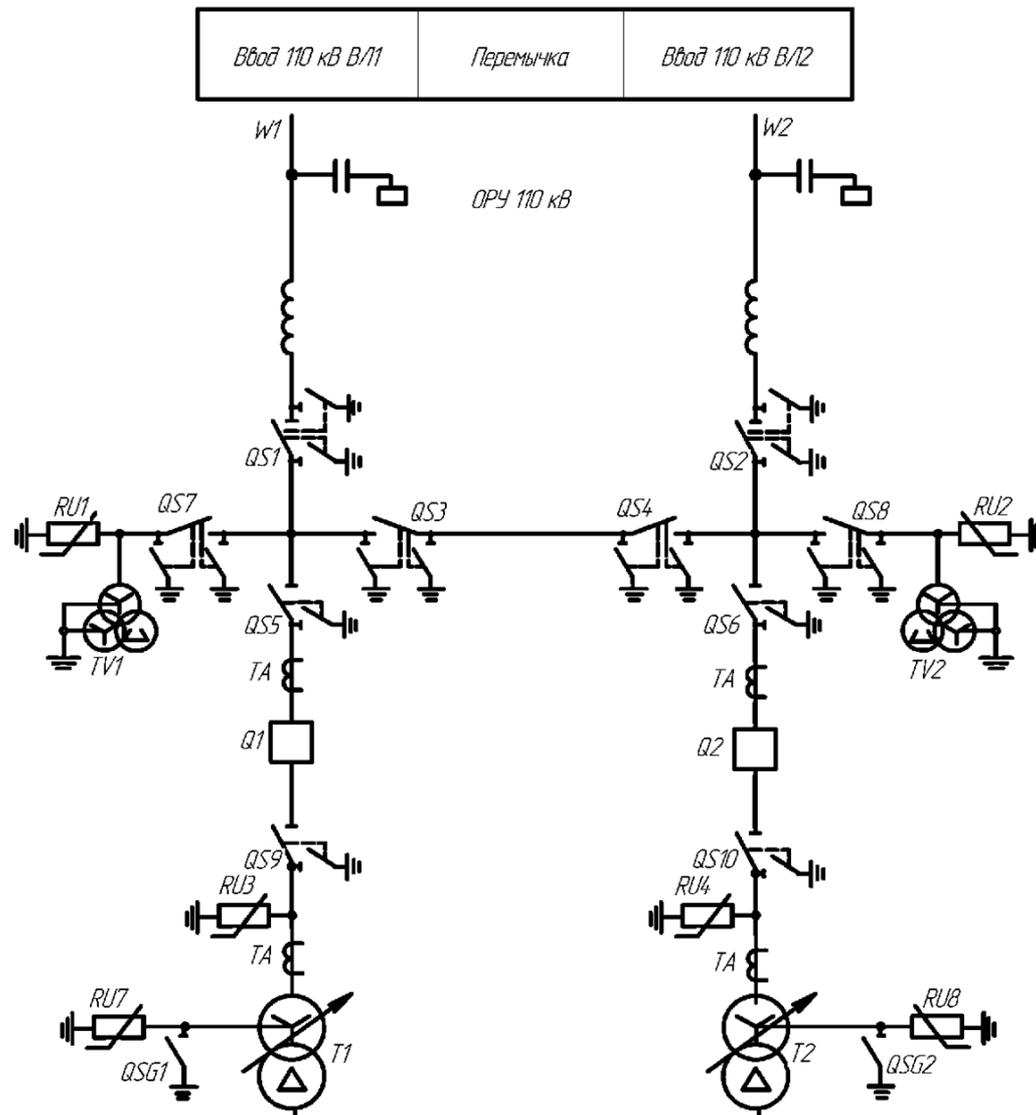
Номер шкафа КРУ	1	2-16	17	18	19	20	21	22	23-38	39
Назначение шкафа КРУ	Трансформатор напряжения ЭНО/П-10 ЧТ2	Отходящие линии №1-15 секция 1	Ввод Т1	ТЦЛ- 40/10	Секционный выключатель		ТЦЛ- 40/10	Ввод Т2	Отходящие линии №16-30 секция 2	Трансформатор напряжения ЭНО/П-10 ЧТ2



Главная схема электрических соединений подстанции №2

(57,5 МВ·А ОРУ 110 кВ) [графический материал л.1]

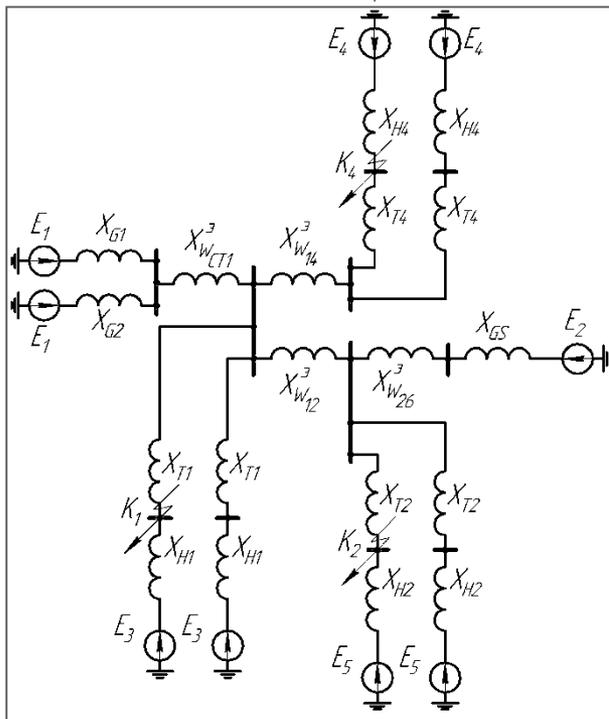
Конденсаторы связи
Высокочастотные заградители
Линейные разъединители РГ-110/1000УХЛ1
Трансформаторы напряжения ЗНОГ-110
Трансформаторы тока ТОГФ-110
Выключатели ВГТ-110III-40/1000
Разъединители трансформатора
Ограничители перенапряжений



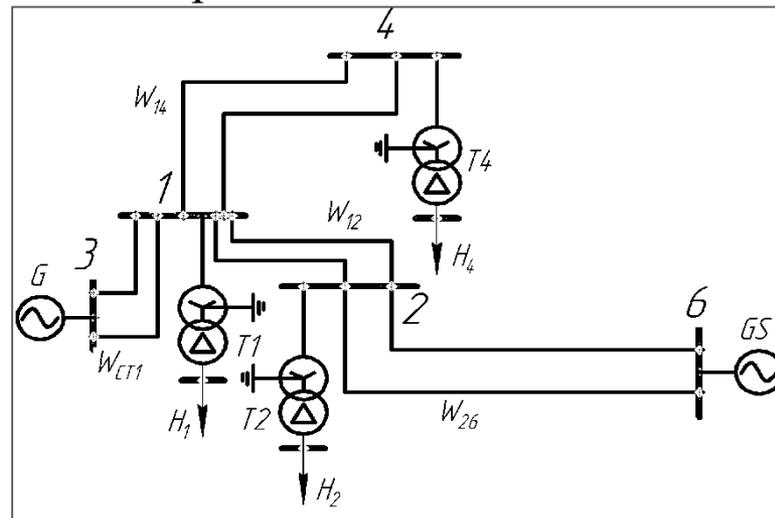


Расчёт токов КЗ на п/ст №1 и №4

Схема замещения



Принципиальная схема



Результаты расчёта величин

	п/ст №1	п/ст №4
x_{Σ}	12,54 о.е.	19,51 о.е.
E_{Σ}	1,051 о.е.	1,051 о.е.
$I_{\text{ПО}}^{(3)}$	11,52 кА	7,404 кА
$S_{\text{КЗ}}$	2292 МВА	1473 МВА
i_y	30,71 кА	19,53 кА

Сравнение расчётов вручную и на ЭВМ

$I_{\text{ПО}}^{(3)}$	Вручную	ЭВМ	Погрешность, %
$K_4^{(3)}$	0,0539	0,054	0,18
$K_1^{(3)}$	0,0838	0,084	0,24



Ответвления РПН п/ст в характерных УР

Нормальный максимальный режим

№ ПС	$V^{(4)}$, кВ	$U_{НОМ}^В$, кВ	$U_{НОМ}^Н$, кВ	Тип РПН	$n_{ОТВ}^{СТ}$	$k_T^{действ}$	$U_{жел}$, кВ	$U_{действ}$, кВ
1	111,0	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	2	10,56	10,50	10,51
2	109,1	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	3	10,37	10,50	10,52
4	109,8	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	3	10,37	10,50	10,59

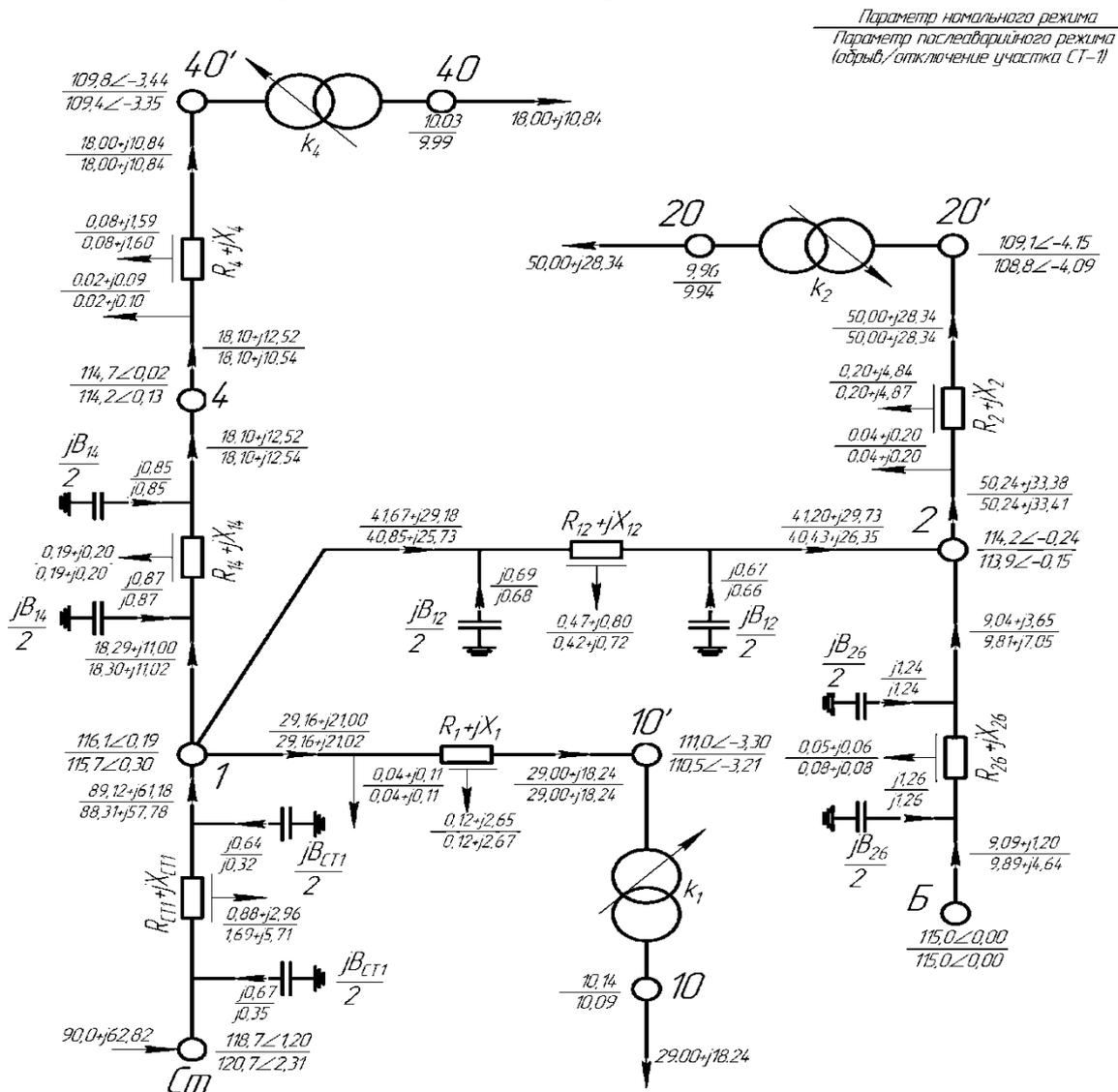
Послеаварийный режим

№ ПС	$V^{(5)}$, кВ	$U_{НОМ}^В$, кВ	$U_{НОМ}^Н$, кВ	Тип РПН	$n_{ОТВ}^{СТ}$	$k_T^{действ}$	$U_{жел}$, кВ	$U_{действ}$, кВ
1	110,5	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	2	10,56	10,50	10,46
2	108,8	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	3	10,37	10,50	10,49
4	109,4	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	3	10,37	10,50	10,55



Схема замещения распределительной электрической сети

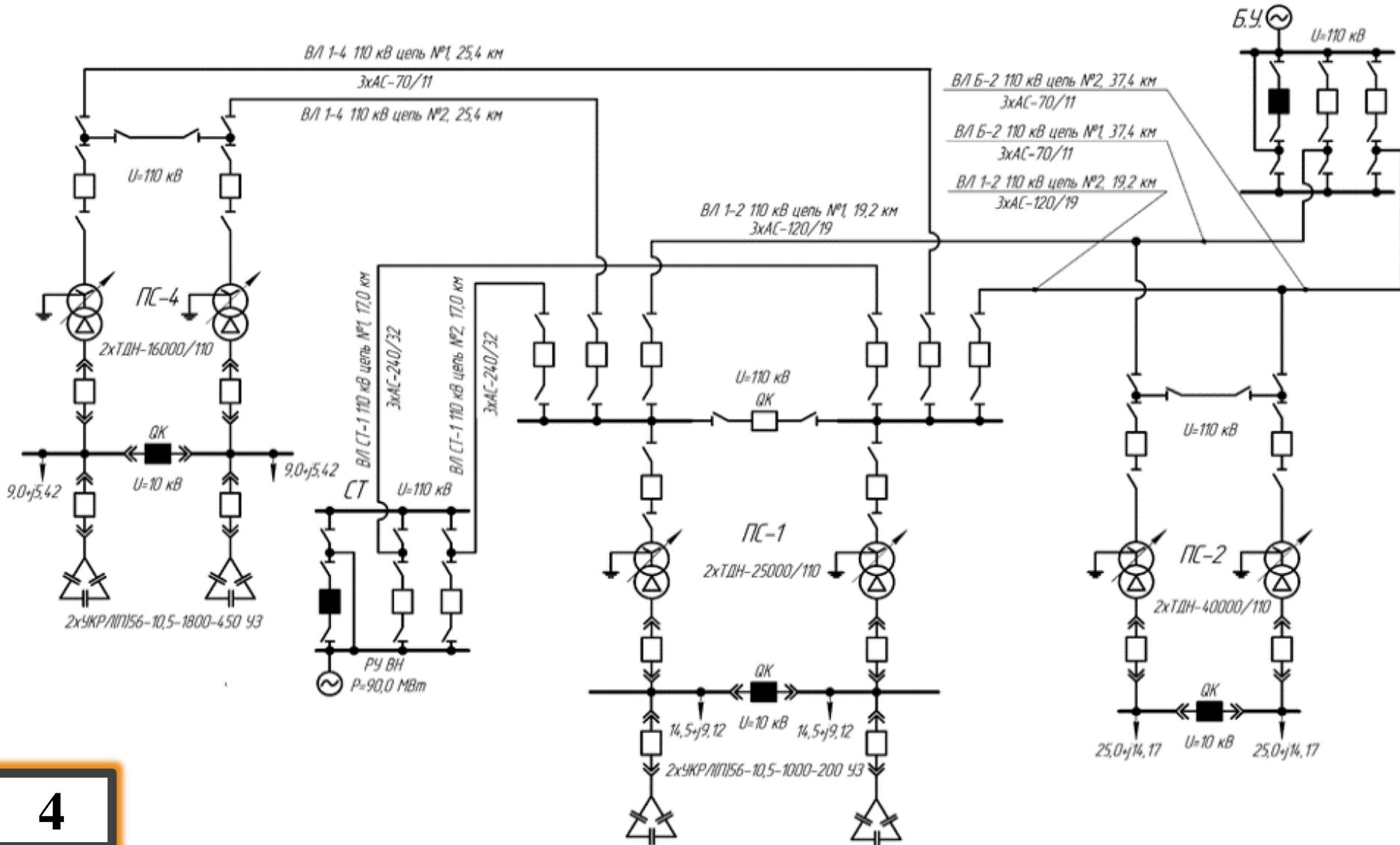
[графический материал л.3]





Принципиальная схема и схема электрических соединений сети 110 кВ

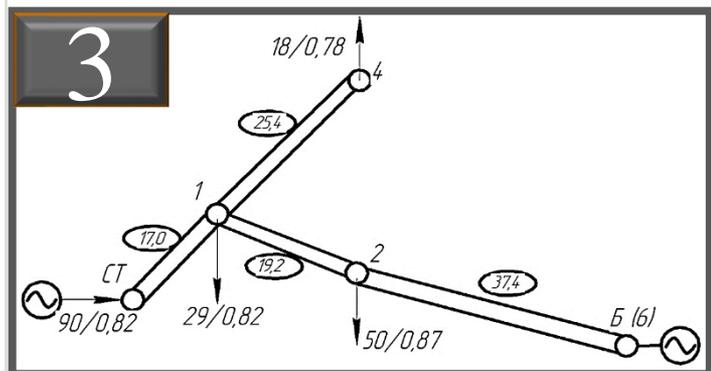
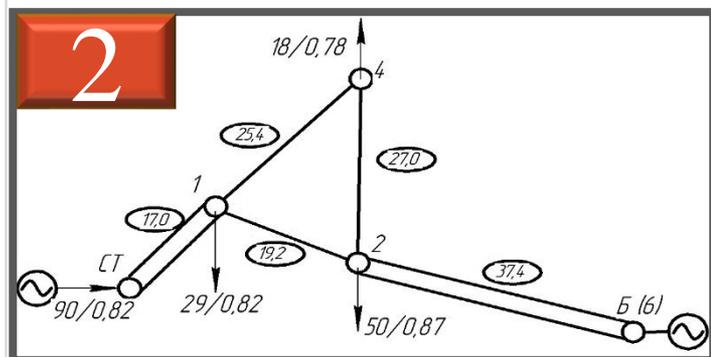
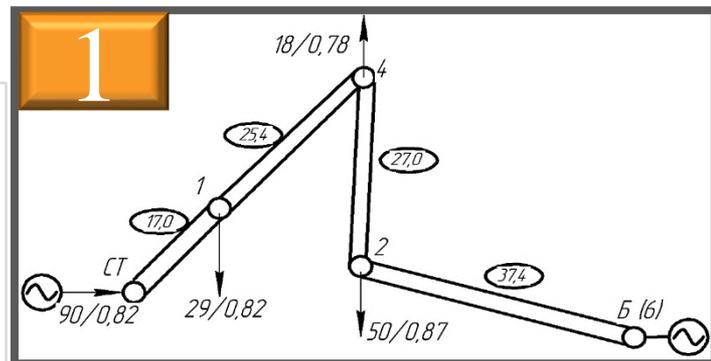
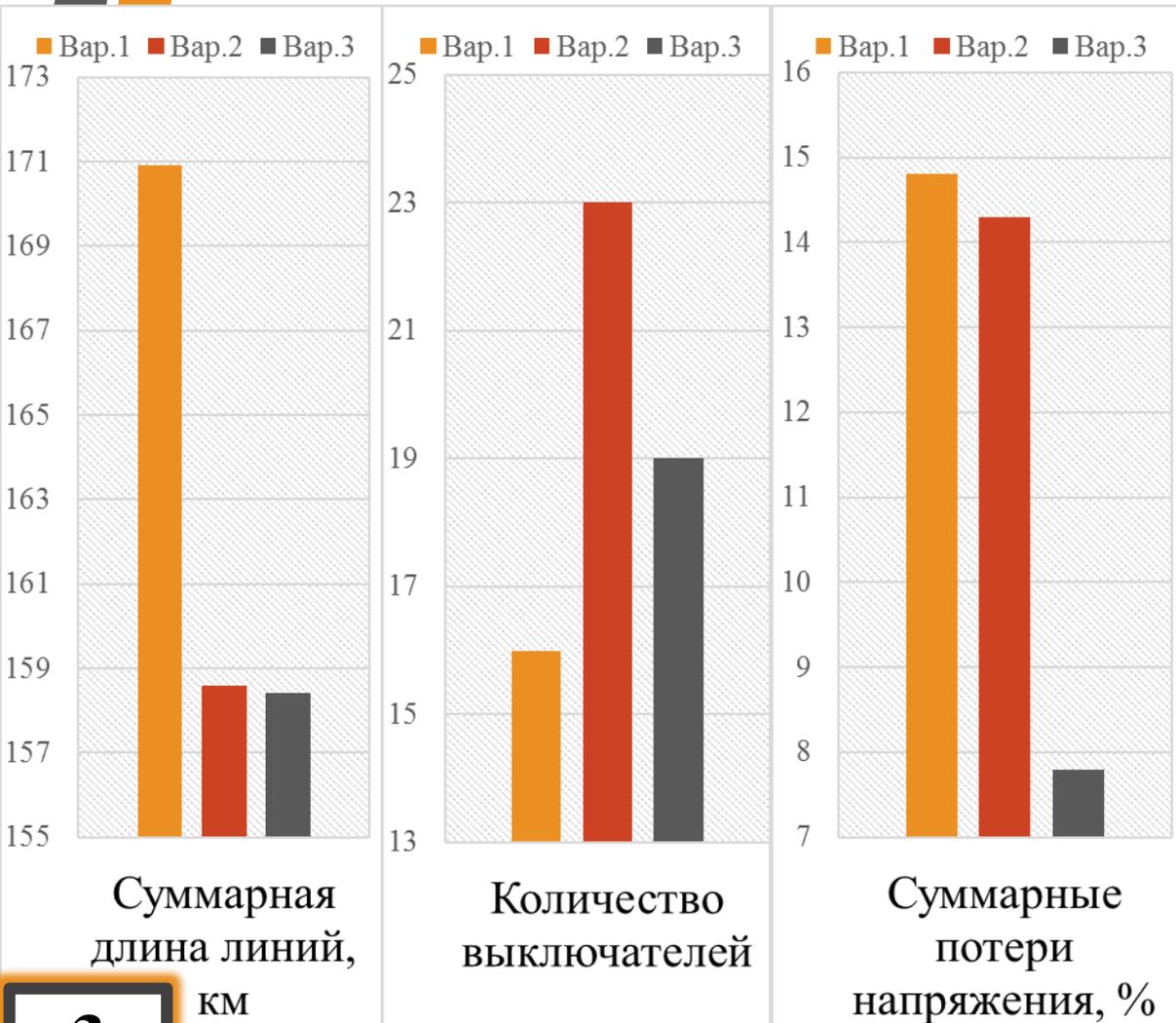
[графический материал л.5]





Анализ прилегающего участка сети

Сравнение по натуральным показателям



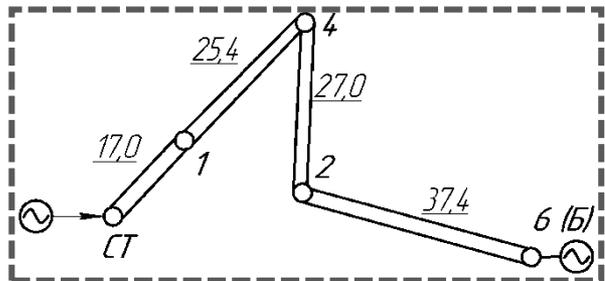
3

Принят к исполнению вариант схемы №3

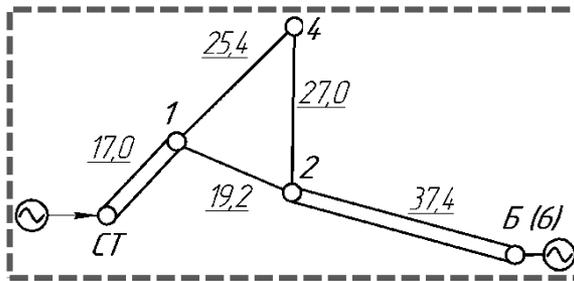


Анализ прилегающего участка сети

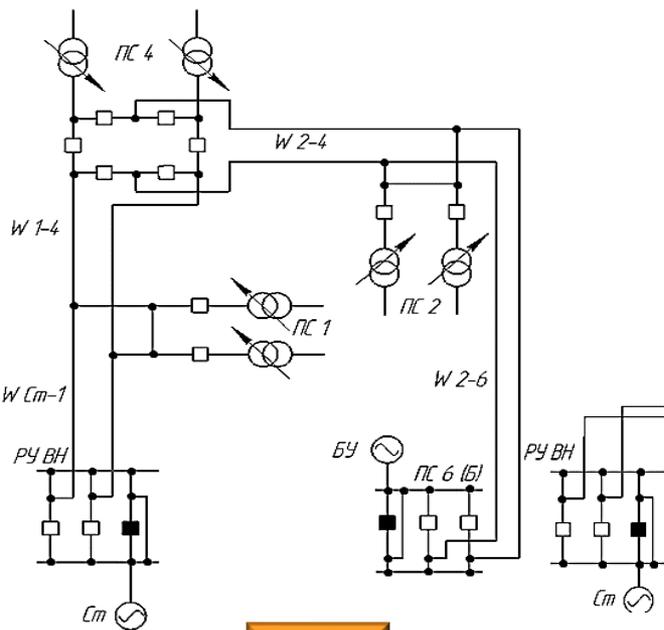
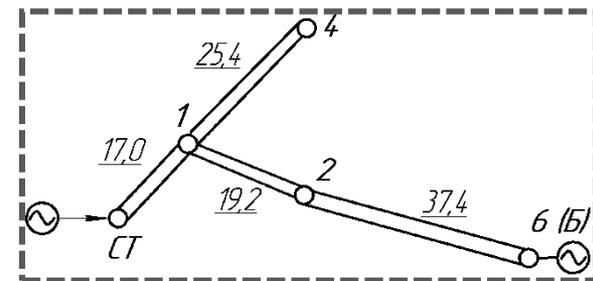
1. Магистральная



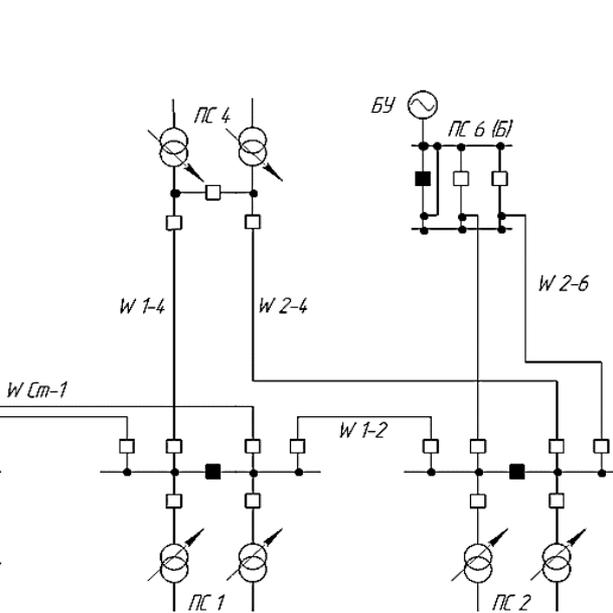
2. Смешанная (с элементом кольцевой)



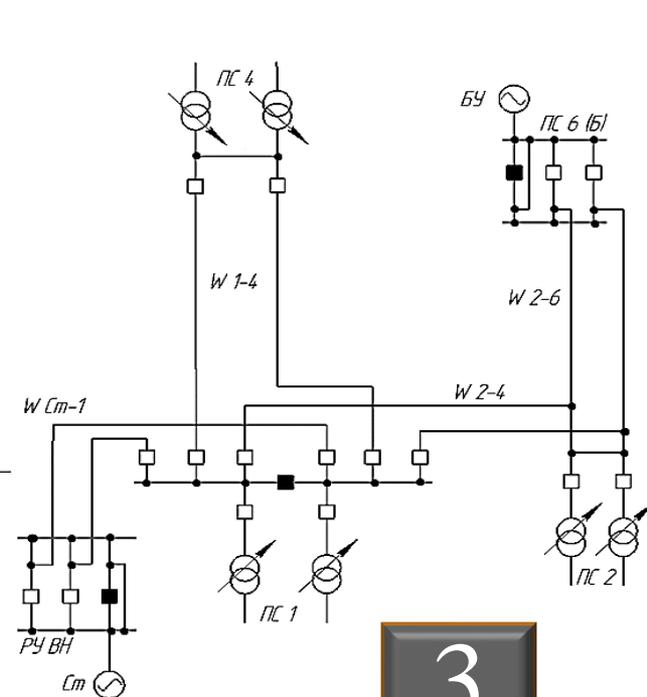
3. Смешанная



1



2



3

2

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**ПРОЕКТ ПОДСТАНЦИИ 110 кВ С
АНАЛИЗОМ ПРИЛЕГАЮЩЕГО
УЧАСТКА СЕТИ**

Руководитель проекта

канд. техн. наук, доцент

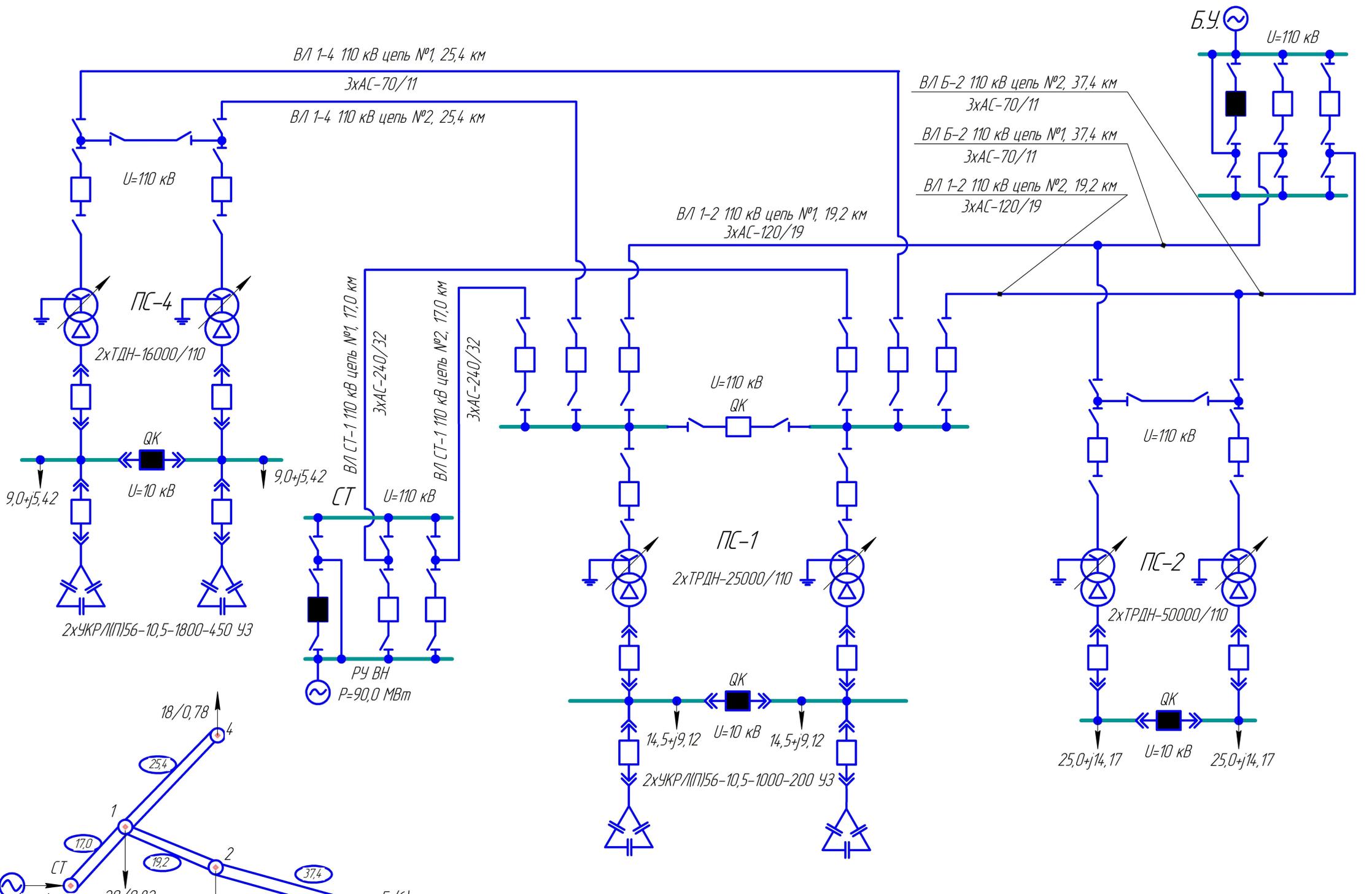
А. В. Бобров

Выпускник

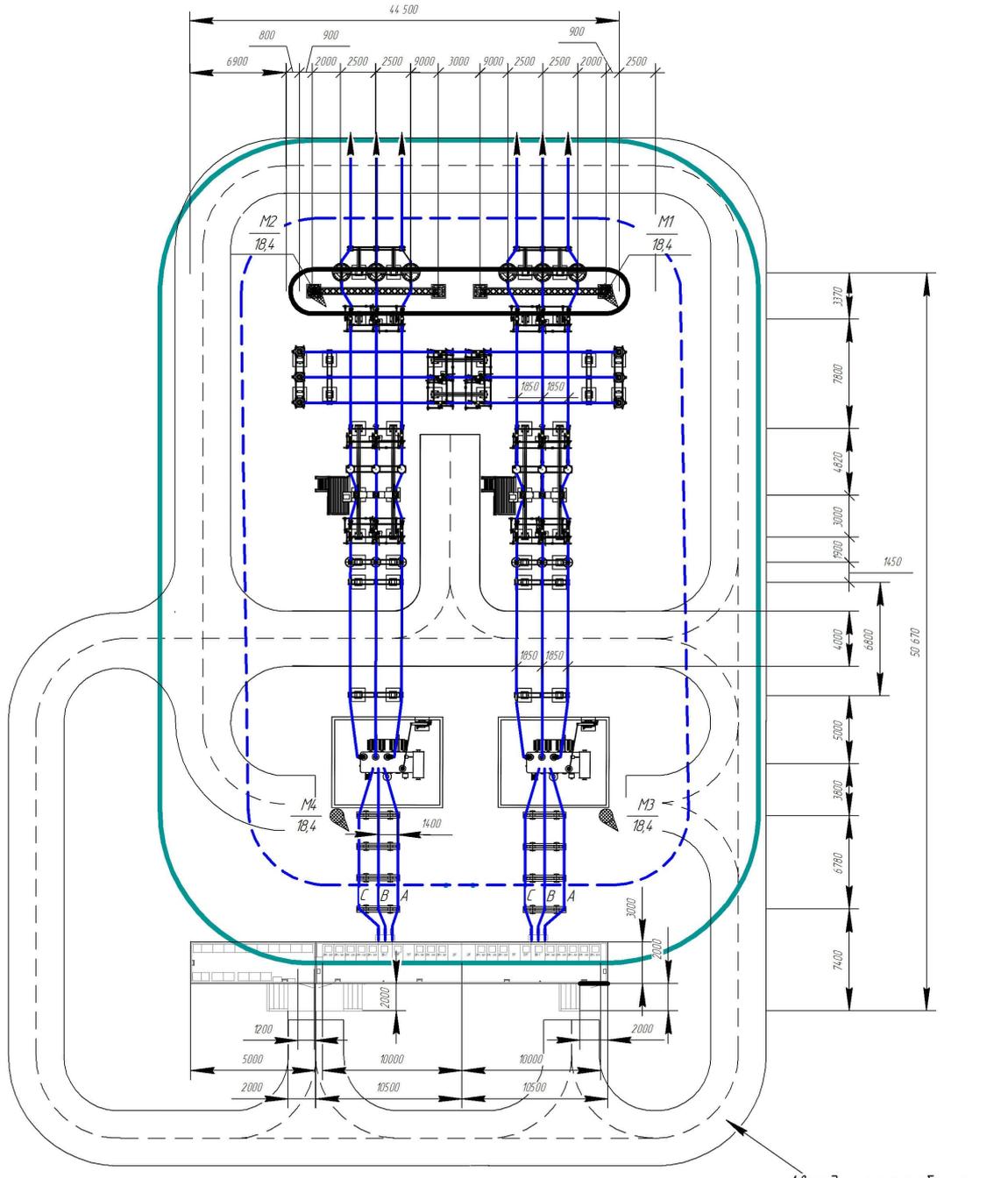
Д. И. Однолько

Красноярск 2017

Инв. № подл.	Изм. Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Подп. и дата	Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
<i>Документация</i>															
	A4											ВКР-13.03.02.05 ПЗ	Пояснительная записка	1	
	A3											ВКР-13.03.02.05 РЗ л. 1	Главная схема электрических соединений подстанции №2	1	
	A3											ВКР-13.03.02.05 РЗ л. 2	ОРУ 110 кВ подстанции №2	1	
	A4											ВКР-13.03.02.05 ЭЗ л. 3	Схема замещения распределительной электрической сети 110 кВ	1	
	A3											ВКР-13.03.02.05 ГП л. 4	Генеральный план подстанции № 2	1	
	A3											ВКР-13.03.02.05 РЗ л. 5	Принципиальная схема и схема электрических соединений сети 110 кВ	1	
<i>Сборочные единицы</i>															
								1	ТУ 16-2000 2БП.029.001 ТУ			Выключатели элегазовые серии ВГТ	2		
								2	ТУ 16-2003 2БП.055.005 ТУ			Разъединитель трёхполюсный с одним комплектом заземляющих ножей горизонтально-поворотного типа РГ-110/1000 с двигательными приводами главных и заземляющих ножей	4		
								3	ТУ 16-2003 2БП.055.005 ТУ			Разъединитель трёхполюсный с двумя комплектами заземляющих ножей горизонтально-поворотного типа РГ-110/1000 с двигательными приводами главных и заземляющих ножей	4		
								4	ГОСТ 1983-2015			Трансформатор напряжения типа ЗНОГ-110	6		
ВКР-13.03.02.05 С															
Проект подстанции 110 кВ с анализом прилегающего участка сети															
										Лит.	Лист	Листов			
										4	6	7			
ФГАОУ ВО "СФУ" ПИ кафедра "ЭСиЭЭС"															
Копировал _____ Формат А4															



Наименование ячейки	ВЛ 110 кВ ПС2-ПС6(Б) 1 цепь Шинные аппараты 1 блока	Неавтоматическая перемычка	ВЛ 110 кВ ПС2-ПС6(Б) 2 цепь Шинные аппараты 2 блока
Наименование монтажной единицы	W1, T1	QS	W2, T2
Ошиновка линии	3хАС-95/16	3хАС-95/16	3хАС-95/16
Ошиновка ячейки	3хАС-95/16	3хАС-95/16	3хАС-95/16
Номер линии	1		2
Номер чертежа			Р3 л2



Автомобильная дорога с щебеночным (грабийным) покрытием

Перв. примен.	Справ. №	Подп. и дата	Инв. № дил.	Взм. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.

Условные обозначения:
 М1 - номер молниеотвода
 19,5 м - высота молниеотвода
 - Молниеотвод
 - Действие молниезащиты (10 м)
 - Действие молниезащиты (16,7 м)
 - Действие молниезащиты (11,0 м)
 1. М1-М2 - молниеотводы на портале
 2. М3-М4 - молниеотводы на отдельных опорах

Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Одолько Д.И.		
Проб.		Бойров А.В.		
Т.контр.				
Н.контр.		Бойров А.В.		
Утв.		Коваленко И. В.		

ВКР-13.03.02.05 Р3

Генеральный план подстанции №2

Лит.	Масса	Масштаб
У		
Лист 4	Листов 7	

Проект подстанции 110 кВ с анализом прилегающего участка сети

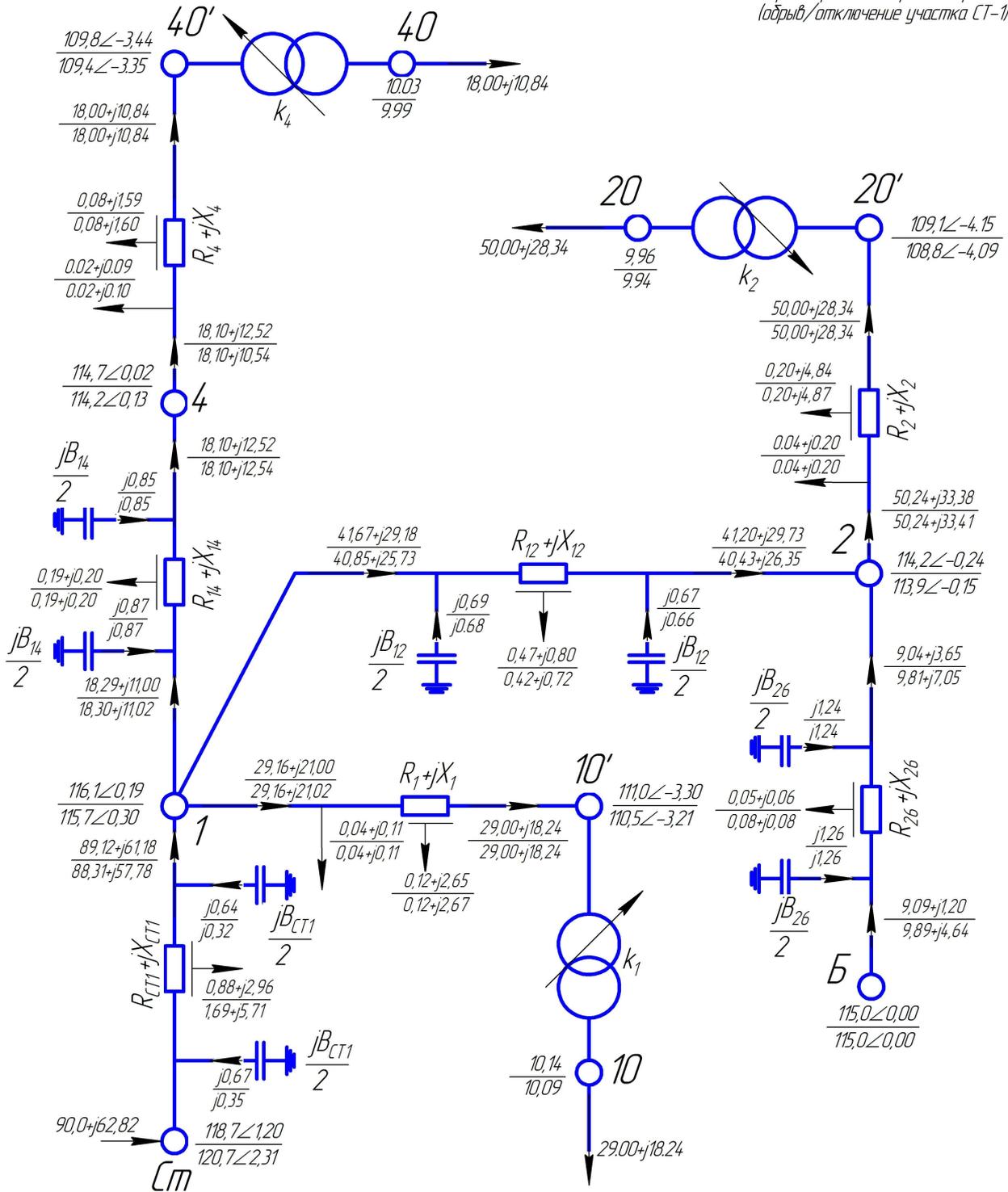
ФГАОУ ВО "СФУ" ПИ
кафедра "ЭСиЭЭС"

Копировал
Формат А3

ВКР-13.03.02.05 ЭЭ

Условные обозначения:

Параметр нормального режима
 Параметр последаварийного режима
 (обрыв/отключение участка СТ-1)



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Однoлько Д.И.		
Пров.		Бoдpов А.В.		
Т.контр.				
Н.контр.		Бoдpов А.В.		
Утв.		Кoвалeнко И.В.		

ВКР-13.03.02.05 ЭЭ

Схема замещения
 распределительной электрической
 сети 110 кВ

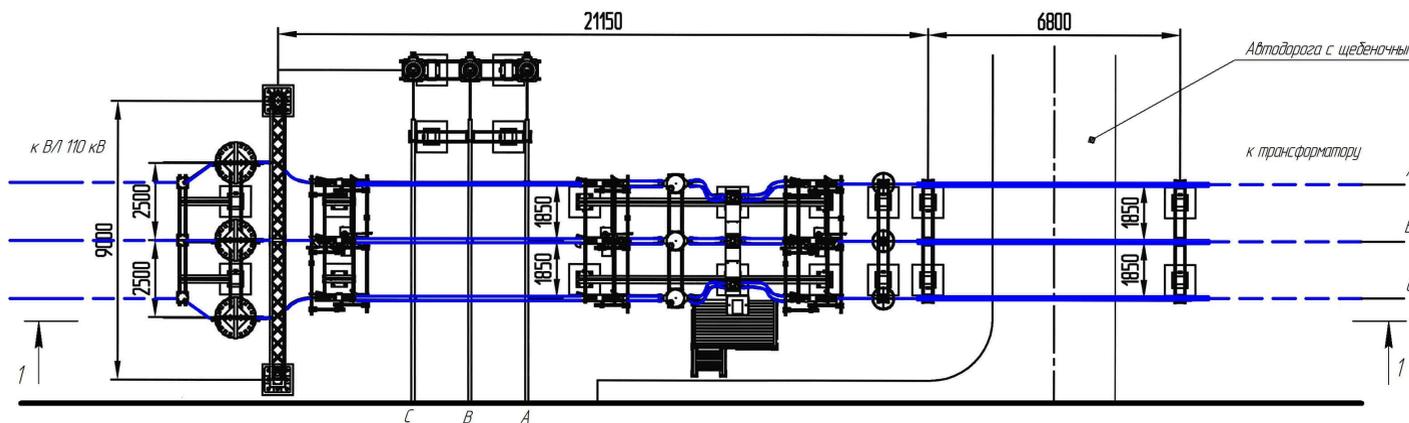
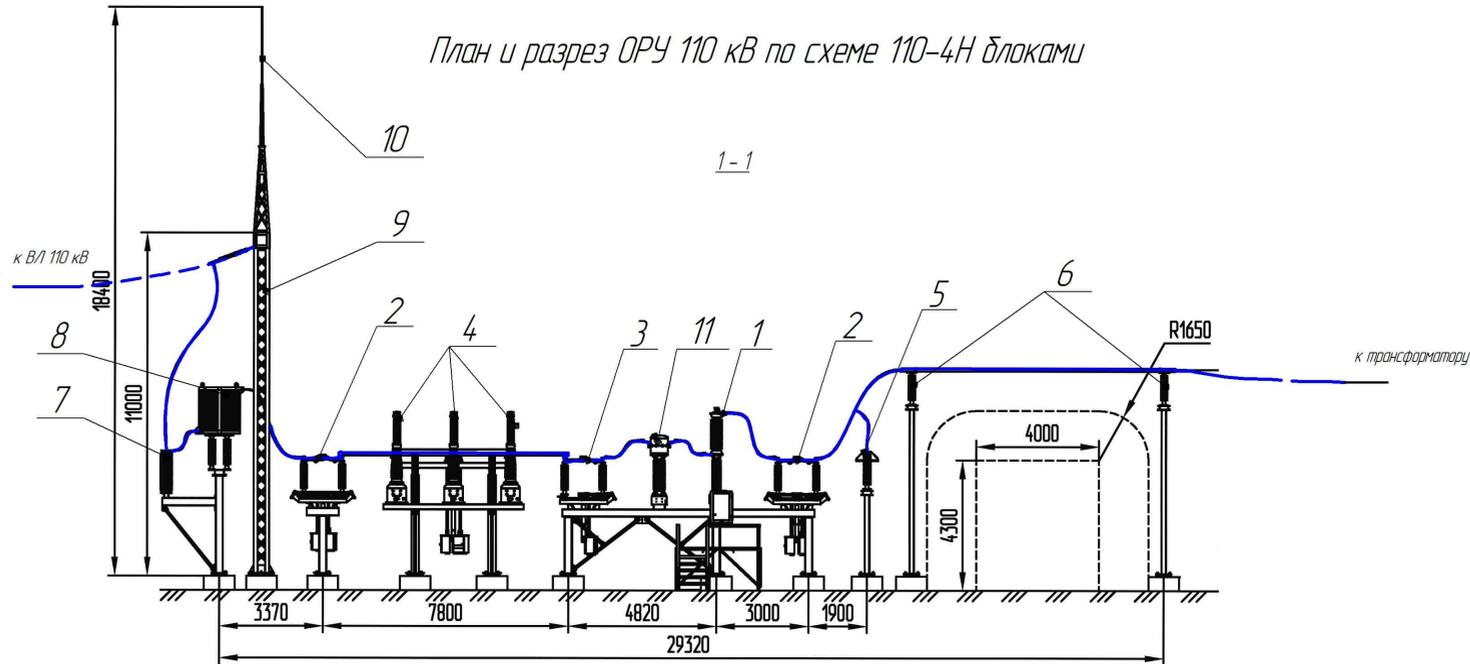
Проект подстанции 110 кВ
 с анализом прилегающего
 участка сети

Лит.	Масса	Масштаб
У		
Лист 3	Листов 7	
ФГАОУ ВО "СФУ" ПИ кафедра "ЭСиЭЭС"		

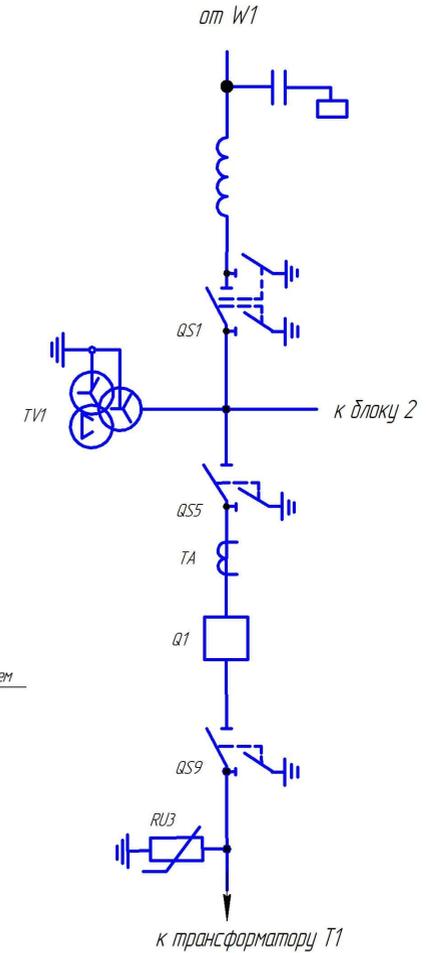
Копировал

Формат А4

План и разрез ОРУ 110 кВ по схеме 110-4Н блоками



Принципиальная схема



Условные обозначения:

— Токопроводящие части ОРУ 110 кВ

1. Спецификация см. - С л.6-7
2. Ошиновка выполнена проводами АС-95/16
3. Высота фундаментов под оборудование принята 400 мм

				ВКР-13.03.02.05 РЗ				
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ОРУ 110 кВ подстанции №2. План, схема заполнения, разрез Схема энергетическая соединений	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Однолько Д.И.					У		
Пров.	Бобров А.В.							
Т.контр.						Лист 2	Листов 7	
Н.контр.	Бобров А.В.				Проект подстанции 110 кВ с анализом прилегающего участка сети	ФГАОУ ВО "СФУ" ПИ кафедра "ЭСиЭЭС"		
Утв.	Кобаленко И. В.					Копировал	Формат А3	

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

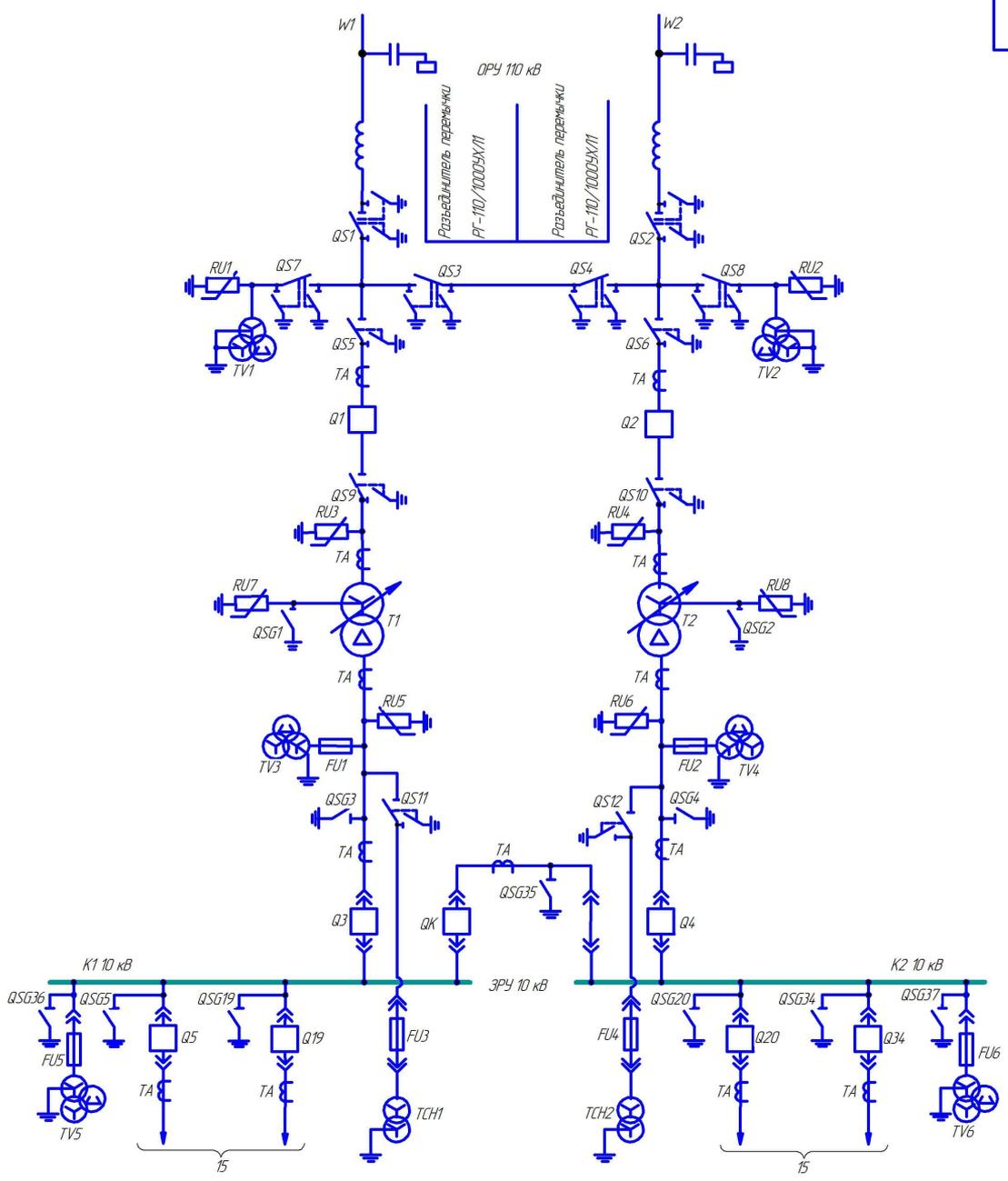
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Ввод 110 кВ В/1	Перемычка	Ввод 110 кВ В/2
-----------------	-----------	-----------------

Конденсаторы связи
Высокочастотные заградители
Линейные разъединители РГ-110/1000УХ/11
Трансформаторы напряжения ЗНОГ-110
Трансформаторы тока ТОГФ-110
Выключатели ВГТ-110III-40/1000
Разъединители трансформатора
Ограничители перенапряжений
Силовые трансформаторы ТДН-4.0000/110
Заземлители однополюсные



Шкафы КРУ серии ZETO	Выключатели ВБ-10-20/3150
	Рабочие системы шин
	Выключатели ВБ-10-20/630
	Предохранители
Трансформаторы тока ТО/А-10	

Номер шкафа КРУ	1	2-16	17	18	19	20	21	22	23-38	39
Назначение шкафа КРУ	Трансформатор напряжения ЗНОГ/10-4Т2	Отходящие линии №1-15 секция 1	Ввод Т1	ТС/А-40/10	Секционный выключатель	ТС/А-40/10	Ввод Т2	Отходящие линии №16-30 секция 2	Трансформатор напряжения ЗНОГ/10-4Т2	

Перв. примен. Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дробл.

Взм. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

				ВКР-13.03.02.05 P3		
				Главная схема электрических соединений подстанции №2 110/10 кВ		
Изм. Лист	№ док.м.	Подп.	Дата	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Одолько Д.И.			У		
Проб.	Бойров А.В.					
Т.контр.				Лист 1	Листов 7	
Н.контр.	Бойров А.В.			ФГАОУ ВО "СФУ" ПИ кафедра "ЭСиЭЭС"		
Утв.	Коваленко И.В.					
				Проект подстанции 110 кВ с анализом прилегающего участка сети		
				Копировал		
				Формат А3		

Таблица Д.1. Результат расчёта трехфазного КЗ в узле 7

Трёхфазное к.з. в узле 7. Переходное сопротивление: R= .0000 X= .0000

Граничные узлы	Величина	Симметричные составляющие			Фазные токи		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
1 7	КА	.084	.000	.000	.084	.084	.084
	град	(-177.62)	(.00)	(.00)	(-177.62)	(62.38)	(-57.62)
1 3	КА	.024	.000	.000	.024	.024	.024
	град	(-179.50)	(.00)	(.00)	(-179.50)	(60.50)	(-59.50)
1 2	КА	.018	.000	.000	.018	.018	.018
	град	(-175.10)	(.00)	(.00)	(-175.10)	(64.90)	(-55.10)
Ток к.з.	КА	.084	.000	.000	.084	.084	.084
	град	(2.38)	(.00)	(.00)	(2.38)	(-117.62)	(122.38)

Сопротивления относительно точки к.з.
 z1: .5606+j 12.5419 z0: .7656+j 8.3743

Узел	Величина	Симметричные составляющие			Фазные напряжения		
		"1"	"2"	"0"	"А"	"В"	"С"
1	КВ	.880	.000	.000	.880	.880	.880
	град	(90.47)	(.00)	(.00)	(90.47)	(-29.53)	(-149.53)
7	КВ	.000	.000	.000	.000	.000	.000
	град	(.00)	(.00)	(.00)	(.00)	(.04)	(-.04)

Таблица Д.2. Результат расчёта трехфазного КЗ в узле 6

Трёхфазное к.з. в узле 6. Переходное сопротивление: R= .0000 X= .0000

Граничные узлы	Величина	Симметричные составляющие			Фазные токи		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
4 6	КА	.054	.000	.000	.054	.054	.054
	град	(-177.33)	(.00)	(.00)	(-177.33)	(62.67)	(-57.33)
4 6	КА	.054	.000	.000	.054	.054	.054
	град	(2.67)	(.00)	(.00)	(2.67)	(-117.33)	(122.67)
1 4	КА	.027	.000	.000	.027	.027	.027
	град	(2.67)	(.00)	(.00)	(2.67)	(-117.33)	(122.67)
1 4	КА	.027	.000	.000	.027	.027	.027
	град	(2.67)	(.00)	(.00)	(2.67)	(-117.33)	(122.67)
Ток к.з.	КА	.054	.000	.000	.054	.054	.054
	град	(2.67)	(.00)	(.00)	(2.67)	(-117.33)	(122.67)

Сопротивления относительно точки к.з.
 z1: .9711+j 19.5204 z0: .9676+j 8.9438

Узел	Величина	Симметричные составляющие			Фазные напряжения		
		"1"	"2"	"0"	"А"	"В"	"С"
4	КВ	.883	.000	.000	.883	.883	.883
	град	(90.76)	(.00)	(.00)	(90.76)	(-29.24)	(-149.24)
6	КВ	.000	.000	.000	.000	.000	.000
	град	(.00)	(.00)	(.00)	(.00)	(.09)	(-.09)

Файл исходных данных для расчёта на ЭВМ

I	j	R ₁	X ₁	R ₀	X ₀	K _T	E√3	δ
0	3	0.130	9.11	0.000	0.10	1.0	1.957	90
0	3	0.130	9.11	0.000	0.10	1.0	1.957	90
0	5	0.020	1.000	0.020	2.000	1.0	1.732	90
1	3	0.260	1.299	0.260	6.100	1.0		
1	3	0.260	1.299	0.260	6.100	1.0		
1	4	0.427	2.137	0.404	10.00	1.0		
1	4	0.427	2.137	0.404	10.00	1.0		
1	7	0.350	10.50	0.219	10.50	1.0		
1	9	0.350	10.50	0.219	10.50	1.0		
2	1	0.310	1.550	0.436	7.280	1.0		
2	1	0.310	1.550	0.436	7.280	1.0		
2	5	0.628	3.139	0.628	14.80	1.0		
2	5	0.628	3.139	0.628	14.80	1.0		
4	6	0.547	16.41	0.547	16.41	1.0		
4	8	0.547	16.41	0.547	16.41	1.0		
2	10	0.219	6.563	0.219	6.563	1.0		
2	11	0.219	6.563	0.219	6.563	1.0		
0	6	0.000	9999	0.000	0.000	1.0		
0	7	0.000	9999	0.000	0.000	1.0		
0	8	0.000	9999	0.000	0.000	1.0		
0	9	0.000	9999	0.000	0.000	1.0		
0	10	0.000	9999	0.000	0.000	1.0		
0	11	0.000	9999	0.000	0.000	1.0		

Составляем файл исходных данных для расчёта в программе ТКЗ. Для удобства, информацию об участках вносим в соответствии с последовательностью узлов в схеме замещения. Ветви сопротивлений нагрузок откидываем, поскольку они незначительно влияют на токи, проходящие через п/ст 1 и п/ст 4. ЭДС вводим увеличенными в $\sqrt{3}$ раз.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт токов короткого замыкания на ЭВМ (программа ТКЗ). Расчётная схема замещения ЭЭС представлена на рисунке Д.1.

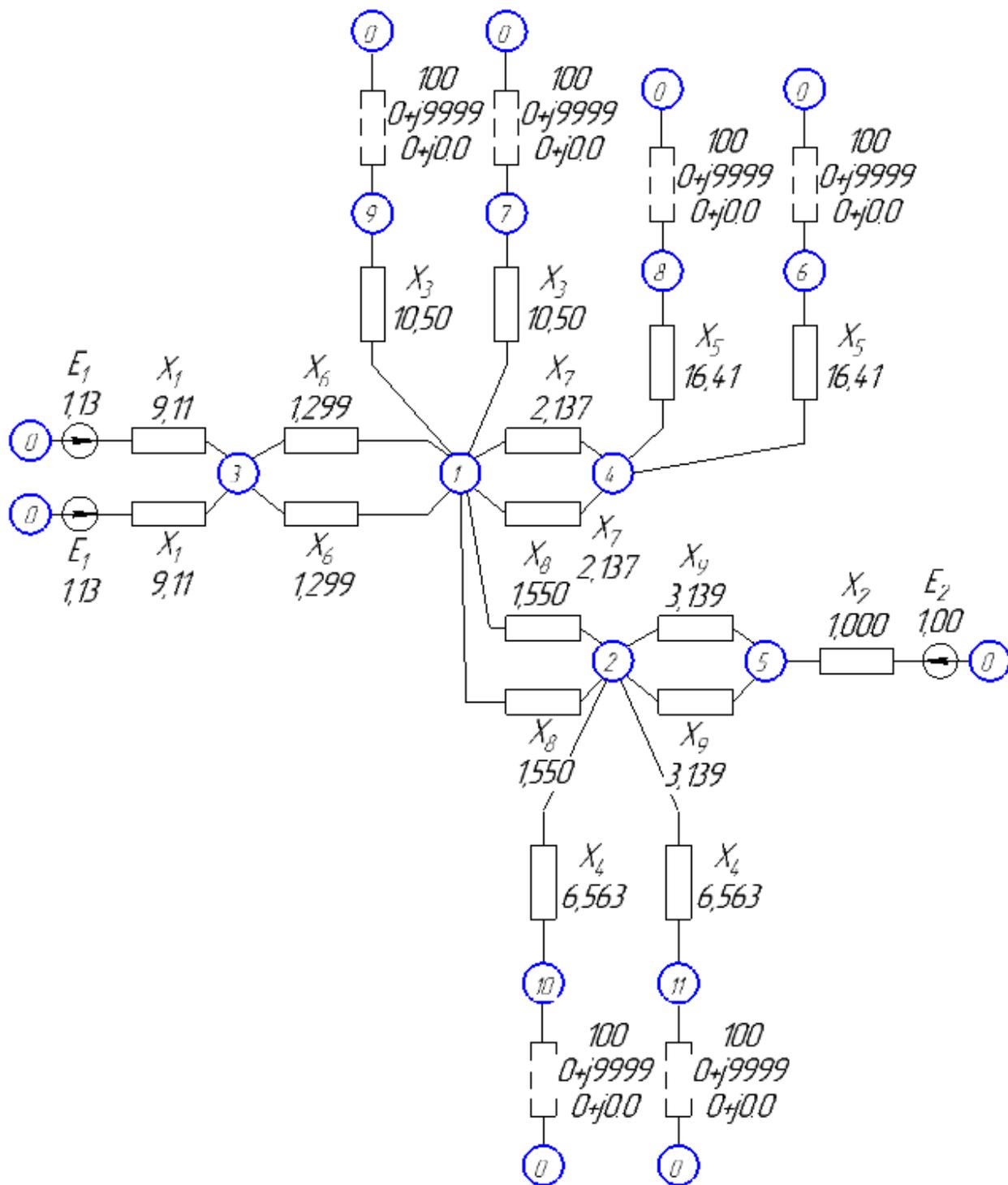


Рис. Д.1. Расчётная схема для ЭВМ

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Результаты расчёта послеаварийного режима РС.

При обрыве/отключении одной цепи ВЛ класса 110кВ СТ-1 на ЭВМ.

Таблица Г.1. Распечатка результатов расчёта послеаварийного режима

Номер узла	Граничные узлы		Поток P	Поток Q	Потери P	Потери Q	Ток	Qс
	начало	конец	МВт	Мвар	МВт	Мвар	кА	Мвар
	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
Район N= 0								
	1	4	-18.30	-11.02	.19	.20	.109	.87
	1	2	-40.85	-25.73	.42	.73	.243	.68
	1	7	-29.16	-21.02	.12	2.68	.180	.00
	1	3	88.31	57.78	1.69	5.71	.527	.32
Узел	1	115.7	.30	.00	.00	.00	.00	.00

	2	10	9.81	7.05	.08	.08	.058	1.24
	2	8	-50.24	-33.41	.20	4.87	.306	.00
	2	1	40.43	26.35	.42	.73	.243	.66
Узел	2	113.9	-.15	.00	.00	.00	.00	.00

	3	1	-90.00	-62.82	1.69	5.71	.527	.35
Узел	3	120.7	2.31	90.00	62.82	.00	.00	.00

	4	9	-18.10	-12.54	.08	1.61	.111	.00
	4	1	18.10	12.54	.19	.20	.109	.85
Узел	4	114.2	.13	.00	.00	.00	.00	.00

	7	1	29.00	18.24	.12	2.67	.179	.00
Узел	7	110.5	-3.21	.00	.00	29.00	18.24	.00

	8	2	50.00	28.34	.20	4.85	.305	.00
Узел	8	108.8	-4.08	.00	.00	50.00	28.34	.00

	9	4	18.00	10.84	.08	1.60	.111	.00
Узел	9	109.4	-3.35	.00	.00	18.00	10.84	.00

	10	2	-9.89	-4.64	.08	.08	.058	1.26
Узел	10	115.0	.00	9.89	4.64	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 10			Точность расчета - .05		Температура- 20.00			
Число узлов- 8			Число ветвей- 7		Число тр-ов- 3		Число итераций- 4	
Потери мощности в сети: активной -			2.79 МВт					
			реактивной - 15.88 Мвар					
Потери в линиях -					2.39 МВт		6.72 Мвар	
Потери в трансформаторах -					.40 МВт		9.17 Мвар	
Генерация реактивной мощности в линиях -					6.22 Мвар			
Суммарная генерация - 99.89 МВт,			потребление -		97.00 МВт			
----- Потери мощности на напряжении 110 кВ -----								
Потери в линиях -					2.39 МВт		6.72 Мвар	
Потери в трансформаторах -					.40 МВт		9.17 Мвар	
Потери холостого хода в трансформаторах					.11 МВт		.43 Мвар	
Потери мощности в шунтах					.00 МВт		.00 Мвар	
Среднее напряжение в узлах - 113.517 кВ								

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Файл исходных данных для расчёта послеаварийного режима РС. При обрыве/отключении одной цепи ВЛ класса 110 кВ СТ-1 на ЭВМ.

1 10 0.05 0.0/

201 10 1 110 0 0 0 0 115.0 -500 500/

201 1 1 110/

201 2 1 110/

201 4 1 110/

201 3 1 110 0 0 90.0 62.82/

201 7 1 110 29.0 18.24/

201 8 1 110 50.0 28.34/

201 9 1 110 18.0 10.84/

301 1 3 1 2.040 6.880 0 47.70/

301 1 1 4 5.448 5.651 0 129.8/

301 1 1 2 2.390 4.099 0 102.1/

301 1 2 10 8.004 8.303 0 190.7/

301 1 1 7 1.270 27.77 2.873 8.696 115 115 1.78 0/

301 1 2 8 0.703 17.36 3.327 16.94 115 115 1.78 0/

301 1 4 9 2.144 43.40 1.815 7.259 115 115 1.78 0/

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчёта нормального режима РС в максимальных нагрузках на ЭВМ.

Таблица Б.1. Распечатка результатов расчёта нормального режима

Номер узла	Граничные узлы		Поток P	Поток Q	Потери P	Потери Q	Ток	Qc
	начало	конец	МВт	Мвар	МВт	Мвар	кА	Мвар
	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
Район N= 0								
	1	4	-18.29	-11.00	.19	.20	.109	.87
	1	2	-41.67	-29.18	.47	.80	.255	.69
	1	7	-29.16	-21.00	.12	2.66	.179	.00
	1	3	89.12	61.18	.88	2.96	.536	.64
Узел	1	116.1	.19	.00	.00	.00	.00	.00
	2	10	9.04	3.65	.05	.06	.047	1.24
	2	8	-50.24	-33.38	.20	4.84	.305	.00
	2	1	41.20	29.73	.47	.80	.255	.67
Узел	2	114.2	-.24	.00	.00	.00	.00	.00
	3	1	-90.00	-62.82	.88	2.96	.536	.67
Узел	3	118.7	1.20	90.00	62.82	.00	.00	.00
	4	9	-18.10	-12.52	.08	1.60	.111	.00
	4	1	18.10	12.52	.19	.20	.109	.85
Узел	4	114.7	.02	.00	.00	.00	.00	.00
	7	1	29.00	18.24	.12	2.65	.178	.00
Узел	7	111.0	-3.30	.00	.00	29.00	18.24	.00
	8	2	50.00	28.34	.20	4.82	.305	.00
Узел	8	109.1	-4.15	.00	.00	50.00	28.34	.00
	9	4	18.00	10.84	.08	1.59	.111	.00
Узел	9	109.8	-3.43	.00	.00	18.00	10.84	.00
	10	2	-9.09	-1.20	.05	.06	.047	1.26
Узел	10	115.0	.00	9.09	1.20	.00	.00	.00
Номер бал.уз. - 10 Точность расчёта - .05 Температура- 20.00 Число узлов- 8 Число ветвей- 7 Число тр-ов- 3 Число итераций- 4 Потери мощности в сети: активной - 1.99 МВт реактивной - 13.11 Мвар Потери в линиях - 1.59 МВт 4.01 Мвар Потери в трансформаторах - .40 МВт 9.10 Мвар Генерация реактивной мощности в линиях - 6.90 Мвар Суммарная генерация - 99.09 МВт, потребление - 97.00 МВт ----- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----- Потери в линиях - 1.59 МВт 4.01 Мвар Потери в трансформаторах - .40 МВт 9.10 Мвар Потери холостого хода в трансформаторах .11 МВт .43 Мвар Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 Мвар Среднее напряжение в узлах - 113.569 кВ								

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Файл исходных данных для расчёта нормального режима РС в максимальных нагрузках на ЭВМ

1 10 0.05 0.0/

201 10 1 110 0 0 0 0 115.0 -500 500/

201 1 1 110/

201 2 1 110/

201 4 1 110/

201 3 1 110 0 0 90.0 62.82/

201 7 1 110 29.0 18.24/

201 8 1 110 50.0 28.34/

201 9 1 110 18.0 10.84/

301 1 3 1 1.018 3.437 0 95.37/

301 1 1 4 5.448 5.651 0 129.8/

301 1 1 2 2.390 4.099 0 102.1/

301 1 2 10 8.004 8.303 0 190.7/

301 1 1 7 1.270 27.77 2.873 8.696 115 115 1.78 0/

301 1 2 8 0.703 17.36 3.327 16.94 115 115 1.78 0/

301 1 4 9 2.144 43.40 1.815 7.259 115 115 1.78 0/

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

31. Переходные процессы в электроэнергетических системах: Метод. указания по лабораторным работам № 1 – 2 для студентов направления подготовки дипломированных специалистов 650900 – «Электроэнергетика» (спец. 100100, 100200, 100400, 210400) всех форм обучения/ Сост. А. Э. Бобров, А. М. Дяков, В. Б. Зорин, Л. И. Пилюшенко. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 36 с.
32. Проектирование электрических станций: учеб. пособие / В. А. Тремясов. – Красноярск: ИПК СФУ, 2009. – 286 с.
33. Проектирование районной электрической системы: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.М. Таюрский. – Красноярск: КПИ, 1982. – 120 с.
34. Предложения по корректировке тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС [Электронный ресурс] : утверждены на 2016-2019 гг. // ПАО «ФСК ЕЭС». – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/2016_2019_predlozheniya_po_pere-dache_energii_po_ENES.pdf
35. Положение о технической политике в электросетевом комплексе / Приложение ПАО «Россети» от 22.02.2017 №252. – Москва: 2017 г. – 195 с.
36. СТО 56947007- 29.240.124-2012 Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» / 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012. – ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – 34 с.
37. Постановление Правительства Красноярского края "Об утверждении результатов государственной кадастровой оценки земель населенных пунктов Красноярского края" : офиц. текст. от 22.11.2011. – Москва, 2011.
38. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисович. – 4 изд., перераб. и доп. – ЭНАС, 2012. – 376 с.
39. Вестник ценообразования и сметного нормирования : периодическое печатное издание / гл. ред. А.А. Ербянин. - ООО «Стройинформиздат», Москва, 2017. – 75 с.
40. Индексы изменения сметной стоимости на 1 квартал 2017 год / Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ. – 2017 г.
41. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса : учеб. пос. / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – 2 изд. – М : Выст. иск., 2003. – 416 с.

15. Трансформаторы силовые ТМН-40000/110, ТМН-25000/110, ТМН-16000/110 // ООО «Тольяттинский Трансформатор». – Тольятти, 2017. – Режим доступа: [http:// transformator.com.ru](http://transformator.com.ru).
16. Выключатель высоковольтный элегазовый ВГТ-110Ш-40/1000 УХЛ1. // ЗАО «ЗЭТО». – Великие Луки, 2017. – Режим доступа: [http:// www.zeto.ru](http://www.zeto.ru).
17. Ячейка КРУ серии ZETO. // ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки, 2017. – Режим доступа: <http://zeto.ru/>.
18. Выключатель вакуумный 10 кВ ВБ-10-ЭЗ. // ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки, 2017. – Режим доступа: <http://zeto.ru/>.
19. Разъединитель РГ-110/1000. // ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки, 2017. – Режим доступа: <http://zeto.ru/>.
20. КТПБ 110/10(6), Разъединитель РДЗ-1-110/1000УХЛ1. // ООО «АВМ АМ-ПЕР». – Воронеж, 2017. – Режим доступа: [http:// www.abm-ampere.com](http://www.abm-ampere.com).
21. Трансформатор тока ТОГФ-110. // ЗАО «ЗЭТО». – Великие Луки, 2017. – Режим доступа: [http:// www.zeto.ru](http://www.zeto.ru).
22. Трансформатор напряжения ЗНОГ-110 УХЛ1. // ЗАО «ЗЭТО». – Великие Луки, 2017. – Режим доступа: [http:// www.zeto.ru](http://www.zeto.ru).
23. Трансформатор тока ЗНОЛП-10 УТ2. // ЗАО «ЗЭТО». – Великие Луки, 2017. – Режим доступа: [http:// www.zeto.ru](http://www.zeto.ru).
24. Трансформатор собственных нужд ТЛС – 40/10. // ЗАО «ЗЭТО». – Великие Луки, 2017. – Режим доступа: [http:// www.zeto.ru](http://www.zeto.ru).
25. ОПН-П1-110/73/10/2 УХЛ1. // ЗАО «ЗЭТО». – Великие Луки, 2017. – Режим доступа: [http:// www.zeto.ru](http://www.zeto.ru).
26. СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – 60 с.
27. Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для электротехнических вузов и факультетов/ С. А. Ульянов. – Изд. 2-е, стереотипное. – М.: ООО «ТИД «АРИС», 2010. – 520 с.
28. Бобров, А. Э. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие/ А. Э. Бобров, А. М. Дяков, В. Б. Зорин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 127 с.
29. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: Метод. указания по курсовой работе всех форм обучения/ Сост. А. М. Дяков, В. Б. Зорин, Л. И. Пилюшенко. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. – 40 с.
30. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах. Расчет токов коротких замыканий: метод. указания к решению задач для студентов направления подготовки дипломированных специалистов 650900 – «Электроэнергетика» (спец. 100100, 100200, 100400, 210400) всех форм обучения/ Сост. В. Б. Зорин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. – 56 с.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0 [Электронный ресурс]: метод.указания по курсовому проектированию / сост.: А. А. Герасименко, Е. С. Кинев, Л. И. Пилюшенко. – Электрон.дан. (2 Мб). – Красноярск: ИПК СФУ, 2008.
2. Конденсаторные установки высокого напряжения регулируемые: техн. информация / ООО «Электропоставка» [сайт]. – Режим доступа:<http://elektropostavka.ru/kond/>.
3. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ. 20.12.2007. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
4. СТО 56947007–29.240.30.047–2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ.– Москва: ФСК ЕЭС, 2010. – 128 с.
5. Солдаткина Л.А. Электрические системы и сети – М.: Энергия, 1978. - 216 с.: ил.
6. СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ. – Москва: ФСК ЕЭС, 2008. –42 с.
7. Библия электрика [Текст]: ПУЭ (шестое и седьмое издания, все действующие разделы); ПОТ; ПТЭ. – Новосибирск: Норматика, 2017 – 672с., ил.
8. Передача и распределение электрической энергии: учеб.пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ; Минск: БНТУ, 2006. – 808 с.
9. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
- 10.Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанции [Текст]: учебник для сред.проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2005. – 448 с.
- 11.Трансформатор силовой ТДН-40000/110. // ООО "Тольяттинский Трансформатор" [сайт]. – Тольятти, 2017. – Режим доступа: <http://transformator.com.ru/>.
- 12.Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ: техн. информация: ООО "Тольяттинский Трансформатор" [сайт]. – Тольятти, 2017.– Режим доступа: <http://transformator.com.ru/ttproduction/transform/>.
- 13.Компактный модуль блочного типа для ОРУ-110 [Электронный ресурс]: ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки, 2017. – Режим доступа: <http://zeto.ru/>.
- 14.СТО 56947007-29.240.10.028-2009Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС).– Москва: ФСК ЕЭС, 2009. –97 с.

					<i>ВКР–130302.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i> 91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.м.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ	-	воздушная линия электропередачи;
ВН	-	высшее напряжение;
ЗРУ	-	закрытое распределительное устройство;
КЗ	-	короткое замыкание;
КРУ	-	комплектное распределительное устройство;
КУ	-	компенсирующее устройство;
НН	-	низшее напряжение;
ОПН	-	ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОРУ	-	открытое распределительное устройство;
ПС (п/ст)	-	подстанция;
РЗ	-	релейная защита;
РПН	-	регулирование напряжения под нагрузкой;
РС	-	районная сеть.
РУ	-	распределительное устройство;
РУР	-	расчёт установившегося режима;
РЭС	-	распределительная электрическая сеть;
СЗ	-	схема замещения;
СН	-	собственные нужды;
Т	-	трансформатор;
ТГ	-	турбогенератор;
ТКЗ	-	ток короткого замыкания
ТН	-	трансформатор напряжения;
ТСН	-	трансформатор собственных нужд;
ТТ	-	трансформатор тока;
ЭВМ	-	электронная вычислительная машина;
ЭЭ	-	электрическая энергия

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для расчёта и анализа работы РЭС мною были обработаны исходные данные для проектирования, использованы инженерные методы расчёта установившихся режимов работы электрических сетей. Наилучшим оказалось напряжение 110 кВ для всей РЭС. Было рассмотрено 3 различных конфигурации схем. Выбран 3 вариант на основе натуральных показателей с одной ответвительной, одной тупиковой и одной узловой подстанцией (без учёта РУ ВН станции и БУ).

Двухцепные линии СТ-1, 1-4, 1-2 и Б-2 оснащены проводами АС 240/32, АС 70/11, АС 120/19, АС 70/11 соответственно. Подстанции № 1, 2 и 4 оснащены трансформаторами ТДН-25000/110, ТДН-40000/110 и ТДН-16000/110 соответственно.

Для проверки правильности и определения точности инженерного расчёта выполнен расчёт нормального режима в максимальных нагрузках на ЭВМ с помощью программно-вычислительного комплекса «REGIM». Для определения оптимального режима работы и анализа РЭС дополнительно произвёл расчёты наиболее тяжёлого послеаварийного режима на ЭВМ, а также произведён выбор и расчёт режима регулирования напряжения на подстанциях.

При проектировании ПС №2 использованы современные типовые компоновки схем РУ – КМБ ОРУ производства ЗАО «ЗЭТО», современное высоковольтное оборудование от одного производителя, что упрощает оплату, доставку, логистику, монтаж и эксплуатацию оборудования. Схема РУ ВН п/ст №2 выбрана «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Капиталовложения на 2017 г. в п/ст РЭС оцениваются в 1678 млн.руб, а в линии РЭС - 1740 млн.руб. Техничко-экономические показатели, которых удалось достичь, свидетельствуют о высокой прибыльности РЭС, а значит её о высокой эффективности: среднегодовая себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по ЭС равна $0,444 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$, общая прибыль электросетевого предприятия m_0 равна $344 \frac{\text{млн.руб}}{\text{год}}$, коэффициент рентабельности $k_{\text{рен}}$ равен 124%.

Используя методы регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности получилось добиться сокращения потерь в линии СТ-1 на 31%.

					<i>ВКР-130302.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.м.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

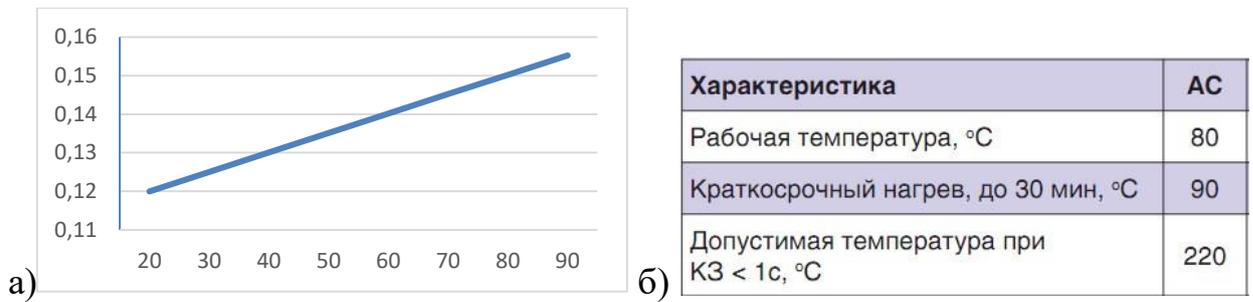


Рис. 26. Характеристики провода ЛЭП: а) зависимость активного сопротивления от температуры провода; б) характеристики провода АС

Снижение потерь активной мощности возможно путём снижения протекаемой реактивной мощности. Для этого потребуются установки компенсации реактивной мощности на подстанциях РЭС. Компенсировать всю реактивную мощность нежелательно, поскольку она нужна для работы трансформаторов. Поэтому примем $\cos \varphi_{\text{ПС}} = 0,95$. Тогда $Q'_{\text{СТ1}}$ по формуле (1.6), Мвар,

$$Q'_{\text{СТ1}} = 90 \cdot \text{tg}(\arccos(0,95)) = 29,6. \quad (1.6)$$

Определяем потери активной мощности на участке СТ-1 сети по формуле [6.3], данные из приложения Б, МВт,

$$\Delta P'_{\text{СТ1}} = \frac{89,12^2 + 29,6^2}{118,7^2} 1,018 = 0,636,$$

Таким образом получилось сэкономить на потерях за год ЭЭ, МВт·ч,

$$\Delta P_{\text{СТ1}} - \Delta P'_{\text{СТ1}} = (0,875 - 0,636) \cdot 10^3 = 0,239 \cdot 10^3.$$

Снижены потери на 27,3%. Покажем результаты оптимизации потерь на линии СТ-1 на круговой диаграмме.

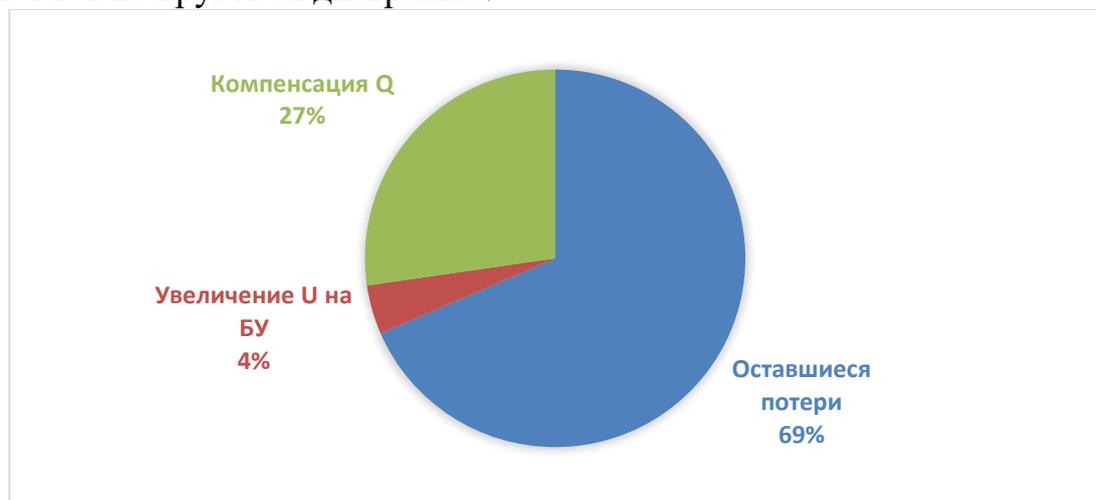


Рис. 27. Структура оптимизированных потерь

кВ. Делаем вывод, что напряжение на балансирующем узле оптимальное с точки зрения потерь и качества ЭЭ.

Если допустить отклонение напряжения на 15% (до 126,5 кВ – учёт возможного изменения ГОСТа) и задать на $U_B = 117,5$ кВ, то $U_{CT} = 126,4$ кВ в минимальном режиме (расчёт производился в программе «РЕЖИМ») и в нормальном максимальном режиме $\Delta P_{CT1} = 0,84$ МВт. Таким образом была бы возможность снизить потери активной мощности на 4,2%.

Снижение активного сопротивления возможно только применением другого провода. Типы инновационных проводов, представленных на рисунке 7.1, имеют в целом улучшенные характеристики, но относительно потерь имеют сходные или даже худшие показатели по удельному сопротивлению (по данным таблицы 2 сайта <http://uncomtech.ru/catalog/ACT.pdf>).

Марка провода	АТС 240/39	GTACSR Hawk(248/32)	АССР 470-Т16 (238/39)	Акб 240/39	ЗТАСІR 330 (327/53)	АСк2у 240/39
Производитель	Кирскабель	J-Power	ЗМ	Кирскабель	VISCAS	Кирскабель
Краткая характеристика провода	Высокотемпературный сталеалюм.	Высокотемпературный с зазором	Высокотемпературный с композит. сердеч.	С сердеч. из базальт. волокон	Высокотемпературный с сердеч. «инвар»	Компактированный с усилен. сердеч.

Рис. 7.1. Типы инновационных проводов

T_m характеризует неравномерность графика загрузки сети. Несмотря на то, что по формуле [6.1] его лучше было бы уменьшить, к положительным изменениям приведёт наибольшее увеличение времени использования максимума, поскольку тогда уменьшится величина максимальной активной нагрузки, что в свою очередь уменьшит потери, поскольку не будет увеличения активного сопротивления провода от увеличения токовой нагрузки, и, следовательно, от температуры провода.

$$R(t) = R_{20}(1 + \alpha(t - 20)),$$

где R_{20} – сопротивление провода при 20°C, для АС 240 равно 0,12 Ом/км; t – температура провода; α – температурный коэффициент сопротивления алюминиевого провода, 1/°C,

$$\alpha = 4,2 \cdot 10^{-3}.$$

Но уравнивание графиков загрузки актуально лишь для энергогенерирующих объектов, чтобы не зря не тратить топливо на резерв по мощности. Поскольку зависимость сопротивления от температуры линейная, то для ЛЭП в результате получим те же потери, что и при заданном T_m .

7 Мероприятия по снижению потерь напряжения

Для снижения величины потерь ЭЭ необходимо понять причину их появления. Также рассмотрим имеющиеся потери напряжения в линии, наименее эффективной с данной точки зрения. Далее приведём возможные пути снижения потерь и оценим эффективность их применения на имеющемся объекте.

Потери ЭЭ в линиях электропередачи переменного тока в основном являются результатом четырёх явлений:

- Нагревание провода под действием электрического тока (в линиях всех классов напряжений);
- Разрядные явления при увеличении напряжения (220-1150 кВ);
- Протекания тока утечки по поверхности изолирующих материалов, а также через сам изоляционный материал (в линиях всех напряжений);
- Радиоизлучение (при длине ЛЭП более нескольких тысяч километров).

Класс напряжения РЭС – 110 кВ, суммарная длина ЛЭП около 100 км (п. 1), из чего делаем вывод – разрядные явления и радиоизлучение рассматривать не имеет смысла. Величина тока утечки через изоляторы достаточно мала по сравнению с потерями на нагревание в проводе, которые не будем рассматривать в данном пункте. Наибольшие потери в РЭС на линии СТ-1 (табл. 6.1), которую примем для анализа:

$$\Delta P_{\text{СТ}1} = 0,875 \text{ МВт (в нормальном максимальном режиме),}$$

$$\Delta A_{\text{СТ}1} = 2984 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год.}$$

По формуле [6.2] потери ЭЭ зависят от потерь активной мощности ΔP и времени максимальных потерь τ , которое в свою очередь зависит от T_m – времени использования максимума по формуле [6.1].

Итого получаем величины, значения которых необходимо изменить для снижения потерь по формуле [6.3]:

P – активная мощность, протекающая по участку СТ-1,

U – уровень напряжения на ЛЭП,

R – активное сопротивление провода,

T_m – время использования максимума,

Q – реактивная мощность, протекающая по участку СТ-1.

Величину передаваемой активной мощности примем как нерегулируемую, поскольку нагрузка задана, и РЭС обязана передать столько электрической энергии, сколько требуется потребителю.

Уровень напряжения на ЛЭП можно поднять за счёт изменения напряжения на балансирующем узле. Однако, исходя из данных приложения Б и приложения Г, заданное значение $U_B = 115$ кВ является наилучшим, поскольку в нормальном максимальном режиме напряжения в узлах находятся в пределах, допускаемых ГОСТ 32144-2013, а в наихудшем послеаварийном режиме наибольшее напряжение в РЭС (узел СТ) имеет значение близкое к критическому – 120,7

где C – себестоимость передачи ЭЭ, тыс.руб./МВт·ч; Y_0 – тариф на ЭЭ для электропотребителей на оптовом рынке, тыс.руб./МВт·ч (ПАО «Красноярскэнерго-сбыт»); Π – объём производства, определяемый по формуле, МВт·ч/год,

$$\Pi = P_r \cdot 8760 = 99,09 \cdot 8760 = 868,0 \cdot 10^3,$$

где P_r – суммарная генерация станции 1 (прил. Б), МВт.

Определим коэффициент рентабельности $k_{\text{рен}}$, о.е.,

$$k_{\text{рен}} = \frac{m_0}{m_1} = \frac{344 \cdot 10^3}{278,2 \cdot 10^3} = 1,24,$$

где m_1 – прибыль от реализации ЭЭ потребителям, определяемая по формуле, тыс.руб/год,

$$m_1 = Y_0 \cdot P_p = 0,8408 \cdot 330,9 \cdot 10^3 = 278,2 \cdot 10^3,$$

где P_p – объём реализации ЭЭ с учётом 2-3 суток планового ремонта, МВт·ч/год,

$$P_p = P_n \cdot \tau = 97,00 \cdot 3411 = 330,9 \cdot 10^3,$$

где P_n – суммарное потребление мощности электропотребителями из расчёта нормального режима на ЭВМ (прил. Б).

Отметим, что электросетевое предприятие получает общую прибыль равную 344 млн. руб, которая пополняет общие фонды. Общие фонды нужны для покрытия затрат на инновации, служат резервом при чрезвычайных ситуациях.

Предприятие осуществляет свою деятельность на рынке с экономической эффективностью (рентабельностью) равной 124%.

					<i>ВКР–130302.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.м.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

Таблица 6.7. Удельные капвложения в подстанции

№ п/ст	P_i , МВт	Q_i , Мвар	S_i , МВ·А	K_i , млн.руб.	$K_{уд}^П$, млн.руб/МВА
1	29,00	18,24	34,26	101,5	2,96
2	50,00	28,34	57,47	58,28	1,01
4	18,00	10,84	21,01	53,20	2,53

Показатель для п/ст 1 завышен в связи с её системообразующей ролью в РЭС для обеспечения надёжности электроснабжения.

Определим удельные капвложения в подстанции для всей ЭС $K_{уд}^3$, млн.руб/МВА,

$$K_{уд}^3 = \frac{K_{\Pi}^{\Sigma}}{\Sigma S_{тр}^{ном} n_{Ti}} = \frac{1678 \cdot 10^3}{(25,0 + 40,0 + 16,0) \cdot 2 \cdot 10^3} = 10,4,$$

где $S_{тр}^{ном}$, n_{Ti} – номинальная мощность и число трансформаторов на подстанциях соответственно, найденные в п.2.2;

6.4 Определение себестоимости передачи ЭЭ и рентабельности

При известной величине суммарных ежегодных издержек может быть определена среднегодовая себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по ЭС. Она равна отношению ежегодных издержек на ЭС к количеству полезно переданной потребителям электроэнергии на 100 км [1; 33], руб./кВт·ч,

$$C = \frac{И}{P^{\Sigma} T_m \frac{l_{тр}}{100}} = \frac{213 \cdot 10^3}{97,0 \cdot 5000 \cdot \frac{99,0}{100}} = 0,444,$$

где T_m – время использования максимума нагрузок, часы; $l_{тр}$ – величина, рассчитанная в п.1.8.

Путём сравнения величин c/s и удельных капвложений, полученных в данной работе, со средними значениями оценим целесообразность принятых проектных решений.

В условиях рынка наиболее значимыми показателями эффективности элементов электросетевого комплекса могут служить общая прибыль m_0 и рентабельность предприятия [41]. Данные показатели иллюстрируют эффективность использования ресурсов, возможность и скорость пополнения основных денежных фондов.

Определим общую прибыль m_0 электросетевого предприятия, тыс.руб./год,

$$m_0 = (Y_0 - C) П = (0,8408 - 0,444) \cdot 868,0 \cdot 10^3 = 344 \cdot 10^3,$$

$$K_{удij}^Л = \frac{l_{ij}}{P_{ij}}$$

Таблица 6.6. Удельные капвложения в линии участков ЭС

Участок сети	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	$K_{удij}^Л$
СТ-1	89,12	17,0	0,191
1-4	18,10	25,4	1,40
1-2	41,20	19,2	0,466
Б-2	9,03	37,4	4,14

Значения передаваемой мощности P_{ij} взяты из расчёта нормального режима на ЭВМ из приложения Б. Из таблицы 6.6 видно, что эффективно осуществляется передача ЭЭ по линии СТ-1 и неэффективно по линии Б-2.

б) Удельные капвложения в электропередачу, отнесённые к 1 кВт мощности нагрузки к 1 км длины линии, руб./(кВт·км),

$$K_{уд}^1 = \frac{K_{Л}^{\Sigma} \cdot 10^3}{P_{Л}^{\Sigma} \cdot L_{\Sigma}} = \frac{1744 \cdot 10^6}{159,0 \cdot 158,4 \cdot 10^3} = 69,4,$$

где L_{Σ} – экономический показатель длины линии из таблицы 1.13.

в) Удельные капвложения в электропередачу отнесённые к 1 км длины линии, млн.руб./км,

$$K_{уд}^2 = \frac{K_{Л}^{\Sigma}}{L_{\Sigma}} = \frac{1744}{158,4} = 11,0.$$

г) Удельные капвложения в подстанцию, отнесённые к 1 кВА установленной мощности подстанции, тыс.руб./кВА,

$$K_{уд}^П = \frac{K_i}{S_i} = \frac{K_i}{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}},$$

где P_i и Q_i – активная и реактивная мощности подстанции соответственно (прил. Б).

Учтём, что капвложения в подстанции отличаются в подавляющей части только базисными показателями стоимости, поэтому для целей оценки эффективности принятых решений капвложения заменим базисными показателями стоимости (табл. 6.5).

Определим ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание линий $I_{Л}^{\Sigma}$ и подстанции $I_{П}^{\Sigma}$ [33], млн. руб.,

$$I_{Л}^{\Sigma} = \frac{\alpha_{аро}^{\Sigma}}{100\%} K_{Л}^{\Sigma} = \frac{2,8\%}{100\%} 1740 = 48,7,$$

$$I_{П}^{\Sigma} = \frac{\alpha_{аро}^{\Sigma}}{100\%} K_{П}^{\Sigma} = \frac{9,4\%}{100\%} 1678 = 158,$$

$$I^{\Sigma} = I_{Л}^{\Sigma} + I_{П}^{\Sigma} + I_{А}^{\Sigma} = 48,7 + 158 + 6,0 = 213.$$

6.3 Определение удельных капвложений в ЭС

Определим суммарную активную передаваемую мощность P^{Σ} , МВт,

$$P_{Л}^{\Sigma} = P_{НСТ1} + P_{Н14} + P_{Н12} + P_{НБ2} = 90,0 + 18,3 + 41,7 + 9,03 = 159,0.$$

где $P_{НСТ1}$, $P_{Н14}$, $P_{Н12}$, $P_{НБ2}$ - активные мощности каждой линии от источника к нагрузке, определяемые в пункте 3.2.

Определим суммарную полезно переданную активную мощность P^{Σ} , МВт,

$$P^{\Sigma} = P_{п/ст1}^{расч} + P_{п/ст2}^{расч} + P_{п/ст4}^{расч} = 29,0 + 50,0 + 18,0 = 97,0.$$

где $P_{п/ст1}^{расч}$, $P_{п/ст2}^{расч}$ и $P_{п/ст4}^{расч}$ - величины, рассчитанные в п. 1.6.1.

Для оценки экономической эффективности капвложений в спроектированную систему электроснабжения района рекомендуется определять некоторые удельные технико-экономические показатели, наиболее общими из которых являются:

а) Удельные капвложения в электропередачу, отнесённые к 1 кВт расчётной передаваемой мощности нагрузки линии, тыс.руб/кВт,

$$K_{удij} = \frac{K_{ij}}{P_{ij}},$$

где P_{ij} - мощность, передаваемая по участку сети, кВт; K_{ij} - капвложения в участок сети, тыс.руб.

Учитывая, что линии идентичны и капвложения в линии определяются преимущественно их длиной (табл. 6.4), то капвложения для целей оценки эффективности можно заменить длиной линии l_{ij} :

Или для удобного представления результатов расчёта, сведём их в таблицу 6.4 по примеру в [36, прил. 1] и рассчитаем капвложения в подстанции в табл. 6.5 по примеру в [36, прил. 2].

Таблица 6.4. Расчёт затрат на строительство ВЛ – 110 кВ

№ п/п	Составляющие затрат	Номер таблицы [36]	Расчёт затрат,	Величина затрат, млн. руб.
1.	Стоимость ВЛ 110 кВ по базисным показателям	Табл. 1	1,551х (17,0+25,4+19,2+37,4)	153,5
2.	Вырубка просеки	Табл. 5	0,220 х (17,0+25,4+19,2+37,4)	21,78
3.	Устройство лежнёвых дорог	Табл. 5	0,370 х (17,0+25,4+19,2+37,4)	36,63
4.	Итого:			211,9
5.	Стоимость строительства ВЛ (с учётом затрат, сопутствующих строительству 20,61 %)	п. 2.3	211,9х1,2061	255,6
6.	Итого с учётом усложняющих условий строительства ВЛ	Табл. 6	255,6х1,06	270,9
7.	Итого с учётом территориального коэффициента	[38]	270,9х1,5	406,4
8.	Итого с учётом изменения цен	[40]	406,4х4,28	1739
9.	Итого с учётом стоимости земли под постоянный её отвод для опор ВЛ	[37]	1739+0,006 х (17,0+25,4+19,2+37,4)	1740

Таблица 6.5. Расчёт затрат на строительство ПС 110/10 кВ

№ п/п	Составляющие затрат	Номер таблицы [36]	Расчёт затрат,	Величина затрат, млн. руб.
1.	Базисный показатель стоимости ПС 110/10 кВ: 2 х 40 МВА, 2 х 16 МВА, 2 х 25 МВА	Табл. 12 Табл. 16	(64,860-6,580)+(64,860- -2х8,084+2х5,546-6,580)+ +(64,860-2х8,084+ +2х6,674+6х6,580)	213,004
2.	Стоимость дополнительной ячейки с учётом $K_{тер}$	Табл. 15	0,658	0,658
3.	Итого:			213,662
4.	Стоимость строительства ПС (с учётом затрат, сопутствующих строительству 22,0 %)	п. 4.7	213,662х1,22	260,7
5.	Итого с учётом территориального коэффициента	[38]	260,7х1,5	391,0
6.	Итого с учётом изменения цен	[40]	391,0х4,28	1674
7.	Стоимость земли под постоянный её отвод для опор ВЛ	[37]	1674+150х(10+10+12)х10 ⁻³	1678

В результате получаем: $K_{Д}^{\Sigma} = 1740$ млн. руб., $K_{П}^{\Sigma} = 1678$ млн. руб.

					<i>ВКР-130302.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i> 81
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

для нормальных условий строительства в европейской части страны. Для определения стоимости строительства ЭС в Западной и Восточной Сибири используем повышающий коэффициент $k_{зп}$, к базовой стоимости электросетевых объектов [38]:

$$K_{зп} = 1,5.$$

Определим площадь постоянного отвода земли при использовании типовых ж/б опор и средних условий сооружения ВЛ $S_{по}$ на 1 км ВЛ 110 кВ, м²,

$$S_{по} = 40.$$

Площадь постоянного отвода земли под строительство и эксплуатацию ВЛ [36, табл. 7.7]. Определим стоимость земли постоянного отвода C_3 для ВЛ 110 кВ на 1 км, тыс. руб.,

$$C_3 = C_3 S_{по} = 150,0 \cdot 10^{-3} \cdot 40 = 6,00,$$

где C_3 – нормативная цена земли под зону отчуждения (учитываем район расположения ВЛ в соответствии с заданием) [37], руб/м²,

$$C_3 = 150,00.$$

Учитываем дополнительные затраты в условиях строительства, отличных от средних, с использованием повышающего коэффициента дополнительных затрат $K_{дз}$ по отношению к базисным показателям стоимости.

Коэффициент изменения цен, учитывающий инфляцию и дифляцию, о.е.,

$$K_{иц} = 4,28.$$

Определяем коэффициент $K_{дз}$ для II района по ветру в РФ при максимальной скорости ветра 25 м/с, равной скоростному напору ветра 0,61-0,75 кПа для ж/б опор [38, табл. 7.9], о.е.,

$$K_{дз} = 1,06.$$

С учётом всех дополнительных коэффициентов, затрат на вырубку просеки и стоимости земель отчуждения для ВЛ определяем капитальные вложения в линии K_{ij} по формуле, тыс. руб.,

$$K_{ij} = (1,2061 K_{зп} K_{дз} K_{иц} (K_{0X}^{II} + 3_{вп} + 3_{лд})) l_{ij} + C_3 ,$$

где K_{0X}^{II} – капвложения в двухцепную ЛЭП с сечением провода 0X

По найденным потерям электроэнергии найдём издержки, идущие на покрытие потерь электроэнергии I_A^Σ [33] при одинаковой ставке на оплату потерь холостого хода и нагрузочных потерь за 2017 г., тыс. руб.,

$$I_A^\Sigma = (\beta_1 + \beta_2) \frac{\Delta A_{ЭС}}{2} = (765,78 + 838,53) \cdot \frac{7548}{2} \cdot 10^{-3} = 6055.$$

где β_1, β_2 – стоимости 1 кВт·ч потерь [34, раздел 3] при расчёте ставки на оплату технологического расхода в Красноярском крае на 1-е и 2-е полугодие 2018 г. соответственно.

6.2 Расчёт величины капложений и издержек

Определим количество ячеек НН подстанций сети. Минимальное количество ячеек выключателей комплектных распределительных устройств равно 3 при секционировании системы шин. Допускается только рабочая секция шин. При этом 3 ячейки выключателей отводятся под межсекционный выключатель и 2 секционных выключателя [35].

Учтём резерв на развитие, подключение новых электропотребителей, который составляет не менее 4 присоединений для РУ 35-110 кВ и около 25% от количества задействованных ячеек [35]. Определим удельную максимальную мощность одного присоединения на напряжение 10 кВ $S_{уд}$, МВ·А,

$$S_{уд} = 2,0.$$

Определим необходимое количество ячеек выключателей КРУ $n_{яч}$, шт,

$$n_{яч} = n_{min} + \frac{S_{нТи}}{S_{уд}} 1,25.$$

Результаты расчёта сводим в таблицу 6.3.

Таблица 6.3. Определение необходимого количества ячеек выключателей КРУ.

№ п/ст	n_{min} шт	n_T , шт	$S_{нТи}$, МВ·А	$S_{уд}$, МВ·А	$n_{яч}$, шт
1	3	2	25	2,0	19
2	3	2	40	2,0	28
4	3	2	16	2,0	13

Предполагаемую оценку объема инвестиций в сооружение линий электропередачи и подстанций (ВЛ и ПС) произведём на основе укрупнённых стоимостных показателей (УСП) электрических сетей 35 кВ и выше ОАО «ФСК ЕЭС» [36]. Базовые показатели стоимости учитывают стоимость линии на 1 км ВЛ и КЛ, а также стоимостные показатели на ПС в целом и по их основным элементам

Расчёт потерь ЭЭ для остальных трансформаторов всех подстанций ЭС производится аналогично. Сведём все расчёты потерь в линиях в таблицу 6.1, а расчёты потерь в трансформаторах – в таблицу 6.2.

Таблица 6.1. Суммарные годовые потери ЭЭ в линиях сети.

Потери\ линия	СТ-1	1-4	1-2	2-6	В сумме
ΔP_{ij} , МВт	0,875	0,187	0,466	0,0530	1,581
ΔA_{ij} , МВт·ч	2984	639	1590	180	5393

Таблица 6.2. Суммарные годовые потери ЭЭ в трансформаторах сети.

Вид потерь\ подстанция	п/ст №1	п/ст №2	п/ст №4	В сумме
$\Delta A'_{Ti}$, МВт·ч	333	385	210	928
$\Delta A''_{Ti}$, МВт·ч	384	598	245	1227

Вычислим суммарные активные потери активной мощности за год в ЛЭП, МВт,

$$\Delta P_L = \Delta P_{CT1} + \Delta P_{14} + \Delta P_{12} + \Delta P_{26} = 0,875 + 0,187 + 0,466 + 0,0530 = 1,581,$$

Вычислим суммарные активные потери ЭЭ за год в ЛЭП, МВт·ч,

$$\Delta A_L = \Delta A_{CT1} + \Delta A_{14} + \Delta A_{12} + \Delta A_{26} = 2984 + 639 + 1590 + 180 = 5393.$$

Активные суммарные потери ЭЭ на холостой ход в трансформаторах сети, МВт·ч,

$$\Delta A'_T = \Delta A'_{T1} + \Delta A'_{T2} + \Delta A'_{T4} = 333 + 385 + 210 = 928.$$

Активные суммарные нагрузочные потери в трансформаторах, МВт·ч,

$$\Delta A''_T = \Delta A''_{T1} + \Delta A''_{T2} + \Delta A''_{T4} = 384 + 598 + 245 = 1227.$$

Суммарные потери в трансформаторах сети по формуле [6.4], МВт·ч,

$$\Delta A_T = 928 + 1227 = 2155.$$

Суммарные потери ЭЭ в ЭС состоят из потерь на трансформаторах и линиях $\Delta A_{ЭС}$, МВт·ч,

$$\Delta A_{ЭС} = \Delta A_T + \Delta A_L = 2155 + 5393 = 7548.$$

$$\Delta A_{Ti} = \Delta A'_{Ti} + \Delta A''_{Ti}, \quad [6.4]$$

$$\Delta A'_{Ti} = n_T \Delta P_x 8760, \quad [6.5]$$

$$\Delta A''_{Ti} = \frac{\Delta P_k}{n_T} \left(\frac{S_i}{S_{HT}} \right)^2 \tau, \quad [6.6]$$

где $\Delta A'_T, \Delta P'_T$ – активные потери холостого хода в трансформаторах (п.3.2); $\Delta A''_T, \Delta P''_T$ – активные суммарные потери ЭЭ и мощности в трансформаторах сети, МВт (п. 3.2).

$\Delta A'_{Ti}$ отражает годовые потери ЭЭ, связанные с холостым ходом элементов ЭС, а второе слагаемое зависит от величины нагрузки. Величина $\Delta A''_{Ti}$ зависит только от величины нагрузки.

Все расчёты заносим в таблицу 6.1 относительно ВЛ участков сети. Все расчёты по трансформаторам подстанций ЭС заносим в таблицу 6.2. Приведём пример расчёта потерь ЭЭ для участка ВЛ сети от ОРУ ВН ст №1 до ОРУ ВН п/ст №1 для выбранной конфигурации схемы РС (рис. 7).

Время максимальных потерь по формуле [6.1], $\frac{\text{ч}}{\text{год}}$,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3411,$$

Определяем потери активной мощности на участке СТ-1 сети по формуле [6.3], МВт,

$$\Delta P_{CT1} = \frac{110,1^2}{118,7^2} 1,018 = 0,875,$$

Определяем суммарные годовые потери ЭЭ ΔA_{CT1} на ВЛ участка сети по формуле [6.2], МВт·ч,

$$\Delta A_{CT1} = 0,875 \cdot 3411 = 2,98 \cdot 10^3.$$

Расчёт потерь для остальных участков ВЛ сети производится аналогично. Определим суммарные потери ЭЭ в трансформаторе на п/ст №1 $\Delta A'_{T1}$ и $\Delta A''_{T1}$ по формулам [6.5, 6.6], МВт·ч,

$$\Delta A'_{T1} = 2 \cdot 0,0190 \cdot 8760 = 333,$$

$$\Delta A''_{T1} = \frac{0,120 \cdot (29,0^2 + 18,2^2) \cdot 3411}{2 \cdot 25,0^2} = 384.$$

6 Технико-экономический расчёт схемы сети

Выполнив электрически расчёты режимов ЭС и выбрав средства управления режимом напряжения, необходимо определить ТЭП сети:

1. Капитальные вложения на сооружение линий, подстанций, и ЭС в целом
2. Ежегодные издержки на эксплуатации линий, подстанций и ЭС в целом.
3. Потери активной мощности и электроэнергии в проектируемой ЭС.
4. Удельные капвложения в ЭС.
5. Себестоимость передачи электроэнергии по ЭС.

Эти показатели позволяют определить расходы денежных средств на сооружение и эксплуатацию сети, её структуру, а также оценить экономичность функционирования ЭС.

6.1 Расчёт потерь мощности и ЭЭ

При отсутствии графиков нагрузки воспользуемся методом времени максимальных потерь τ , который позволяет определить нагрузочные потери в элементах сети по предварительно найденному потокораспределению при максимальных нагрузках и времени максимальных потерь τ .

После уточнения потокораспределения в пункте 3.2 ВКР необходимо рассчитать потери ЭЭ в линиях и трансформаторах.

Значение τ определяем по эмпирической формуле, $\frac{\text{ч}}{\text{год}}$,

$$\tau = (0,124 + \frac{T_M}{10^4})^2 \cdot 8760, \quad [6.1]$$

где T_M – время использования максимума, ч. Берём его из исходных данных для ВКР.

Определяем суммарные годовые потери ЭЭ ΔA_{ij} на ВЛ участков сети, МВт·ч,

$$\Delta A_{ij} = \Delta P_{ij} \cdot \tau, \quad [6.2]$$

где ΔP_{ij} – суммарные активные потери мощности в линиях (п. 3.2).

Среднегодовые потери на корону не учитываем, поскольку РС рассчитана на $U_H = 110$ кВ. Потери активной мощности на участке ij сети вычисляем по формуле, МВт,

$$\Delta P_{ij} = \frac{S_{ij}^2}{U_H^2} R_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_H^2} R_{ij}, \quad [6.3]$$

где R_{ij} – активное сопротивление участка ij , Ом.

Определим суммарные годовые потери ЭЭ нагрузочные $\Delta A'_i$ и холостого хода $\Delta A''_i$ в двухобмоточных трансформаторах i подстанции.

					ВКР–130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата		76

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{0,5 + 0,26}{\sqrt{1232}} = 0,426 ;$$

$$\rho_3 / \rho_2 = 1,4 \quad \rho_3 = 1,4 \cdot 15 = 21 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$R_3 = 0,426 \frac{21}{\sqrt{1232}} + \frac{21}{18 + 632} = 0,287$$

Проверка:

$$R_3 = 0,287 \text{ Ом} < R_{3, \text{доп}} = 0,967 \text{ Ом},$$

$$R_3 = 0,287 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом (ПУЭ)}.$$

Следовательно, сооружение искусственного заземлителя не требуется, поэтому сооружаем сетку из горизонтальных полос (рис. 25).

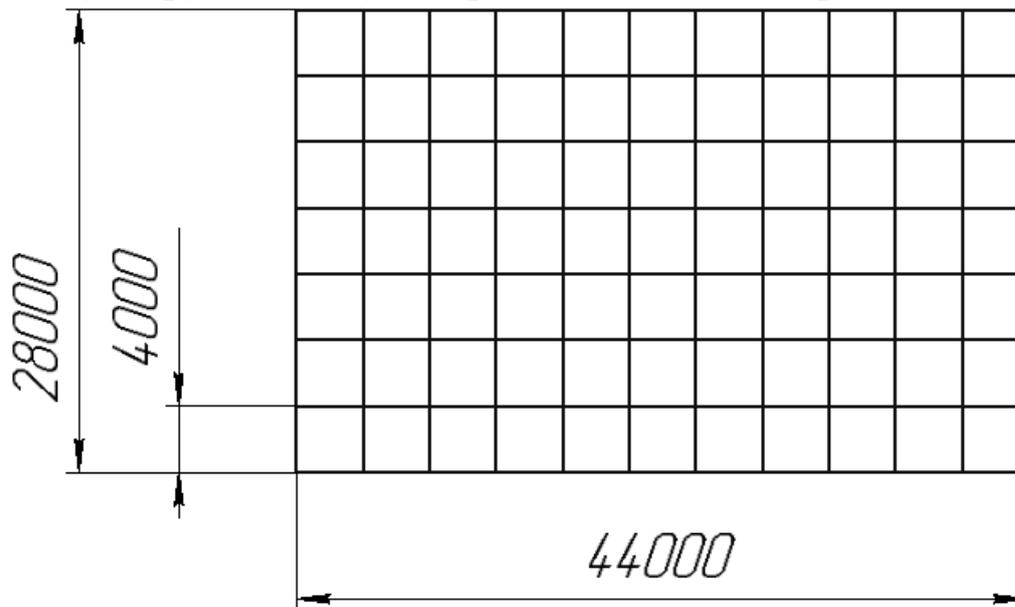


Рис. 25. Схема заземляющего устройства

Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата

ВКР-130302.05 ПЗ

Лист

75

Таблица 5.27. Расчёт тока однофазного КЗ в узле 2

Однофазное к.з. в узле 2. Переходное сопротивление: R= .0000 X= .0000

Граничные узлы	Величина	Симметричные составляющие			Фазные токи		
		"1"	"2"	3*"0"	"А"	"В"	"С"
2 1	КА	.037	.030	.092	.098	.005	.009
	град	(-177.47)	(-177.99)	(-174.46)	(-176.68)	(64.46)	(-67.53)
2 1	КА	.037	.030	.092	.098	.005	.009
	град	(-177.47)	(-177.99)	(-174.46)	(-176.68)	(64.46)	(-67.53)
2 5	КА	.061	.069	.052	.147	.048	.048
	град	(-173.76)	(-173.93)	(-175.39)	(-174.04)	(-.99)	(14.35)
2 5	КА	.061	.069	.052	.147	.048	.048
	град	(-173.76)	(-173.93)	(-175.39)	(-174.04)	(-.99)	(14.35)
2 10	КА	.000	.000	.150	.050	.050	.050
	град	(.54)	(178.66)	(-175.51)	(-175.51)	(-175.41)	(-175.62)
2 11	КА	.000	.000	.150	.050	.050	.050
	град	(.54)	(178.66)	(-175.51)	(-175.51)	(-175.41)	(-175.62)
Ток к.з.	КА	.196	.196	.589	.589	.000	.000
	град	(4.84)	(4.84)	(4.84)	(4.84)	(2.30)	(-.60)

Сопротивления относительно точки к.з.
 z1: .1946+j 1.7975 z0: .0660+j 1.6711

Пересчитаем ток из относительных единиц в именованные, кА,

$$I_{по}^{(3)} = I_{по*}^{(3)} \cdot I_{бл} = 0,196 \cdot 12,55 = 2,46$$

где $I_{бл}$ – базисный ток ступени, где находится точка КЗ, кА.

$$I_3 = (0,4 \div 0,6) I_{КЗ}^{(1)} = 0,6 \cdot 2,46 = 1,476$$

Допустимое сопротивление земли, Ом,

$$R_{з.дон} \leq \frac{U_3}{I_3} \tag{5.12}$$

$$R_{з.дон} = \frac{1428}{1476} = 0,967$$

Сопротивление заземлителя, состоящего из ряда вертикальных проводников, Ом

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_г + L_2} \tag{5.13}$$

где A – определяется по формуле

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_г + t}{\sqrt{S}} \tag{5.14}$$

Расстояние между вертикальными заземлителями, м

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (5.8)$$

$$a = \frac{\sqrt{1232}}{9} = 3,90.$$

Количество вертикальных заземлителей [32], шт

$$n_{\text{вер.эл}} = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_{\text{в}}}} \quad (5.9)$$

$$n_{\text{вер.эл}} = \frac{4\sqrt{1232}}{\frac{3,90}{0.5}} = 36.$$

Суммарная длина вертикальных заземлителей, м

$$L_{\text{в}} = n_{\text{вер.эл}} \cdot l_{\text{в}} \quad (5.10)$$

$$L_{\text{в}} = 36 \cdot 0,5 = 18.$$

Ток стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ в точке К-1, кА

$$I_3 = (0,4 \div 0,6) I_{\text{КЗ}}^{(1)}, \quad (5.11)$$

где $I_{\text{по}}^{(1)}$ – ток однофазного короткого замыкания.

По данным пункта 4.1.3 имеем значения R_0 и X_0 . Расчёт тока однофазного КЗ произведём в программе ТКЗ (табл. 5.16).

					<i>ВКР–130302.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.м.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

$$k_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_6 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (5.4)$$

где, M – функция отношения ρ_1 / ρ_2 ,

ρ_2 – удельное сопротивление нижнего слоя грунта, $\rho_2 = 15 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

l_6 – длина вертикального заземлителя, принимаем $0,5 \text{ м}$;

a – расстояние между двумя заземлителями, $a = 4 \text{ м}$;

L_2 – общая длина горизонтальных заземлителей, $L_2 = 688 \text{ м}$;

S – площадь заземляющего устройства, $S = 1232 \text{ м}^2$.

$$k_n = \frac{0,76 \cdot 0,93}{\left(\frac{0,5 \cdot 688}{2\sqrt{1232}}\right)^{0,45}} = 0,35;$$

Потенциал заземлителя, В

$$U_3 = \frac{U_{np.\text{дон}}}{k_n} \quad (5.5)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,35} = 1428.$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель.

Число ячеек на стороне квадрата

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (5.6)$$

$$m = \frac{688}{2\sqrt{1232}} - 1 = 8,80;$$

Принимаем $m = 9$.

Расчетная длина горизонтальных заземлителей, м

$$L'_2 = 2\sqrt{S}(m + 1) \quad (5.7)$$

$$L'_2 = 2\sqrt{1232}(8 + 1) = 632;$$

					ВКР–130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		72

5.8 Проектирование и расчёт заземляющих устройств

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей [7].

Защитное заземление выполняется с целью повышения безопасности эксплуатации, уменьшения вероятности поражения персонала, людей и животных электрическим током в процессе эксплуатации электроустановок, [32].

Максимальное время отключения аварийного тока (выключатель на НН) из пункта 5.4.2, с

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{нов} = 0,2 + 0,06 = 0,26$$

Допустимое напряжение прикосновения, В

$$U_{пр.доп} = 500.$$

Коэффициент определяемый удельным сопротивлением верхнего слоя земли

$$\beta = \frac{R_{чел}}{R_{чел} + R_{ступ}}, \quad (5.2)$$

где $R_{чел}$ – сопротивление человека, Ом;

$R_{ступ}$ – сопротивление под ступнями человека, Ом;

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 75} = 0,93;$$

$$R_{ступ} = 1,5\rho_1, \quad (5.3)$$

где $\rho_1 = 500$ Ом·м – удельное сопротивление верхнего слоя грунта;

$$R_{ступ} = 1,5 \cdot 50 = 75$$

Коэффициент напряжения прикосновения [32]

Габариты зоны защиты определяются двумя параметрами: высотой конуса h_0 и радиусом конуса на уровне земли r_0 , и находятся по эмпирическим формулам из [32], м,

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,70 \cdot h, \\ h_0 &= 0,70 \cdot 18,4 = 12,9, \\ r_0 &= 0,60 \cdot h, \\ r_0 &= 0,60 \cdot 18,4 = 11,0. \end{aligned}$$

Определим радиус зоны защиты r_x на высоте объекта h_x , м,

$$\begin{aligned} r_{x1} &= \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_{x1})}{h_0} = \frac{11,0 \cdot (12,9 - 11,0)}{12,9} = 1,6, \\ r_{x2} &= \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_{x2})}{h_0} = \frac{11,0 \cdot (12,9 - 6,7)}{12,9} = 5,3. \end{aligned}$$

где r_{x1} , h_{x1} – это радиус зоны защиты и высота портала, на которую этот радиус рассчитан, соответственно; r_{x2} , h_{x2} – это радиус зоны защиты и высота токоведущих частей, на которую этот радиус рассчитан, соответственно;

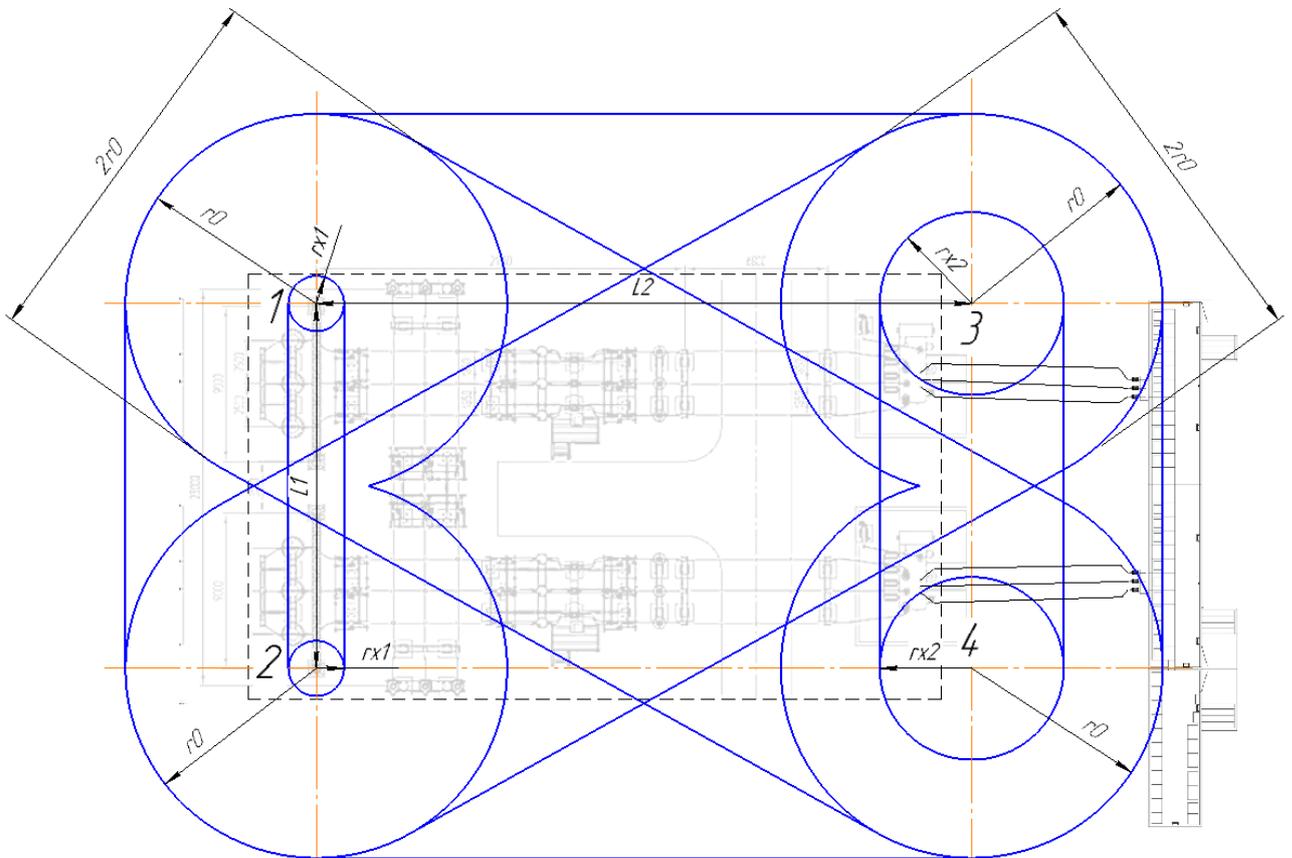


Рис. 24. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата

ВКР-130302.05 ПЗ

Лист

70

где L – это максимальное расстояние между молниеотводами; L_{max} – предельное расстояние между двумя молниеотводами,

Проведём расчёт для данных молниеотводов:

1-2, 3-4:

$$L_1 = 21 \text{ м,}$$

$$L_{1max} = 4,25 \cdot h = 4,25 \cdot 18,4 = 78,2,$$

$$L_{1max} > L_1,$$

$$78,2 > 21,$$

$$L_{1c} = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 18,4 = 41,4,$$

$$L_{1c} > L_1,$$

$$41,4 > 21,$$

1-3, 2-4:

$$L_2 = 37,5 \text{ м,}$$

$$L_{2max} = 4,25 \cdot h = 4,25 \cdot 18,4 = 78,2,$$

$$L_{2max} > L_2,$$

$$78,2 > 37,5,$$

$$L_{2c} = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 18,4 = 41,4,$$

$$L_{2c} > L_2,$$

$$41,4 > 37,5,$$

Следовательно, молниеотводы создают общую зону защиты, и её граница не имеет провеса:

$$h_c = h_0.$$

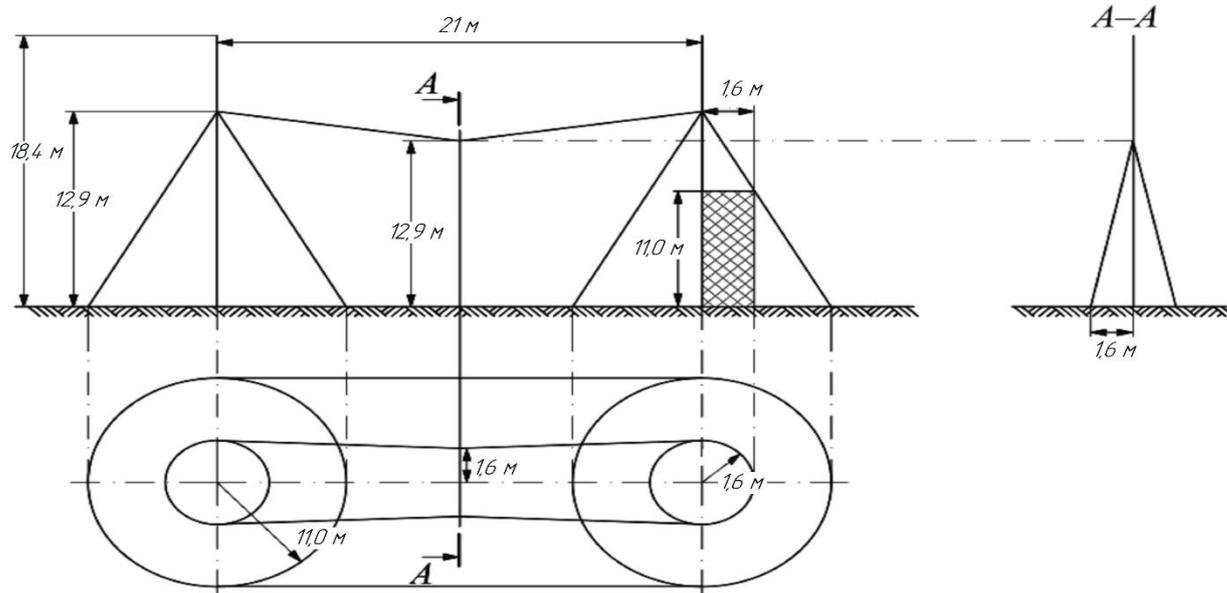


Рис. 23. Зоны защиты стержневых молниеотводов 1-2

Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата

ВКР-130302.05 ПЗ

Лист

69

5.7 Расчёт молниезащиты подстанции

Для защиты станции от прямых ударов молнии применяют штыревые молниеотводы. Каждый молниеотвод образует вокруг себя строго определённое пространство, вероятность попадания туда молнии практически отсутствует. Однако теоретически вероятность попадания молнии и поражение объектов составляет 1%.

Необходимую надёжность защиты примем равной 0,999 в связи с возможными последствиями при ударе молнии в токоведущие части. Ущерб при этом может значительно превышать затраты на сооружение более надёжной молниезащиты. Площадь подстанции – 50,7 x 44,5 м.

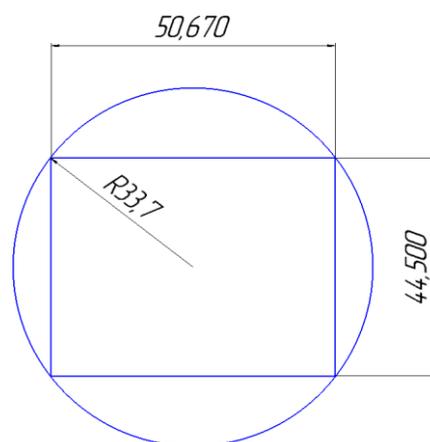


Рис. 22. Площадь подстанции и необходимая зона молниезащиты

Рассчитаем высоту одиночного молниеотвода.

$$h = \frac{r_0}{0,6} = \frac{\sqrt{\left(\frac{50,7}{2}\right)^2 + \left(\frac{44,5}{2}\right)^2}}{0,6} = \frac{33,7}{0,6} = 56,2.$$

Что является достаточно большой высотой. Учитывая, что поставщик КМБ-ОРУ-110 ЗАО «ЗЭТО» предусмотрел установку двух молниеотводов на портале ОРУ, высота которых 11 м, высота молниеотвода принимается равной 18,4 м, то примем их к установке и дополним молниезащиту такими же отдельно стоящими молниеотводами. Обозначим их цифрами №1, 2, 3 и 4 (рис. 23).

На рисунке 24 показана панорама зон защиты стержневых молниеотводов.

Молниеотводы считаются двойными, если выполняется следующее условие:

$$L \leq L_{\max}, \quad (5.1)$$

Проверка ОПН по условиям:
По номинальному напряжению, кВ

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$
$$10 \geq 10.$$

По месту установки и условию размещения.

Для защиты изоляции обмотки НН силового трансформатора 110 кВ устанавливаем ОПН в цепи трансформатора со стороны НН в вводной ячейке шкафа КРУ 10 кВ, этот ОПН также защищает изоляцию электрооборудования этой ячейки.

Для защиты изоляции электрооборудования в шкафах КРУ 10 кВ устанавливаем ОПН в главной цепи шкафа.

Таким образом, ограничители перенапряжений нелинейные ОПН-РТ/TEL-10/11,5-УХЛ1 удовлетворяют всем требованиям.

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

5.6.1 Выбор ограничителей перенапряжения на ВН

Согласно требованиям, выбираем для установки на КМБ-ОРУ 110 кВ ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН-П1-110/73/10/2 УХЛ1 [25].

Параметры ОПН приведены в таблице 5.14.

Таблица 5.25. Характеристики ограничителей перенапряжений нелинейных 110 кВ

Наименование параметра	ОПН-П1-110/77
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение, кВ	77
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Пропускная способность, А, для прямоугольных импульсов тока 2000 мкс	550

Проверка ОПН по условиям:

По номинальному напряжению, кВ

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$
$$110 \geq 110.$$

По месту установки и условию размещения

Для защиты изоляции обмотки ВН силового трансформатора 110 кВ устанавливаем ОПН в цепи трансформаторов со стороны ВН.

Для защиты изоляции ТН 110 кВ и электрооборудования секции шин 110 кВ устанавливаем ОПН в цепи ТН.

Таким образом, ограничители перенапряжения нелинейные ОПН-П1-110/73/10/2 УХЛ1 удовлетворяют всем требованиям.

5.6.2 Выбор ограничителей перенапряжения на НН

Согласно требованиям, выбираем для установки в ЗРУ 10 кВ ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН-РТ/TEL-10/11,5-УХЛ1. Параметры ОПН приведены в таблице 5.15.

Таблица 5.26. Характеристики ограничителей перенапряжений нелинейных 10 кВ ОПН-РТ/TEL-10/11,5-УХЛ1

Наименование параметра	Параметр
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Пропускная способность, А	760

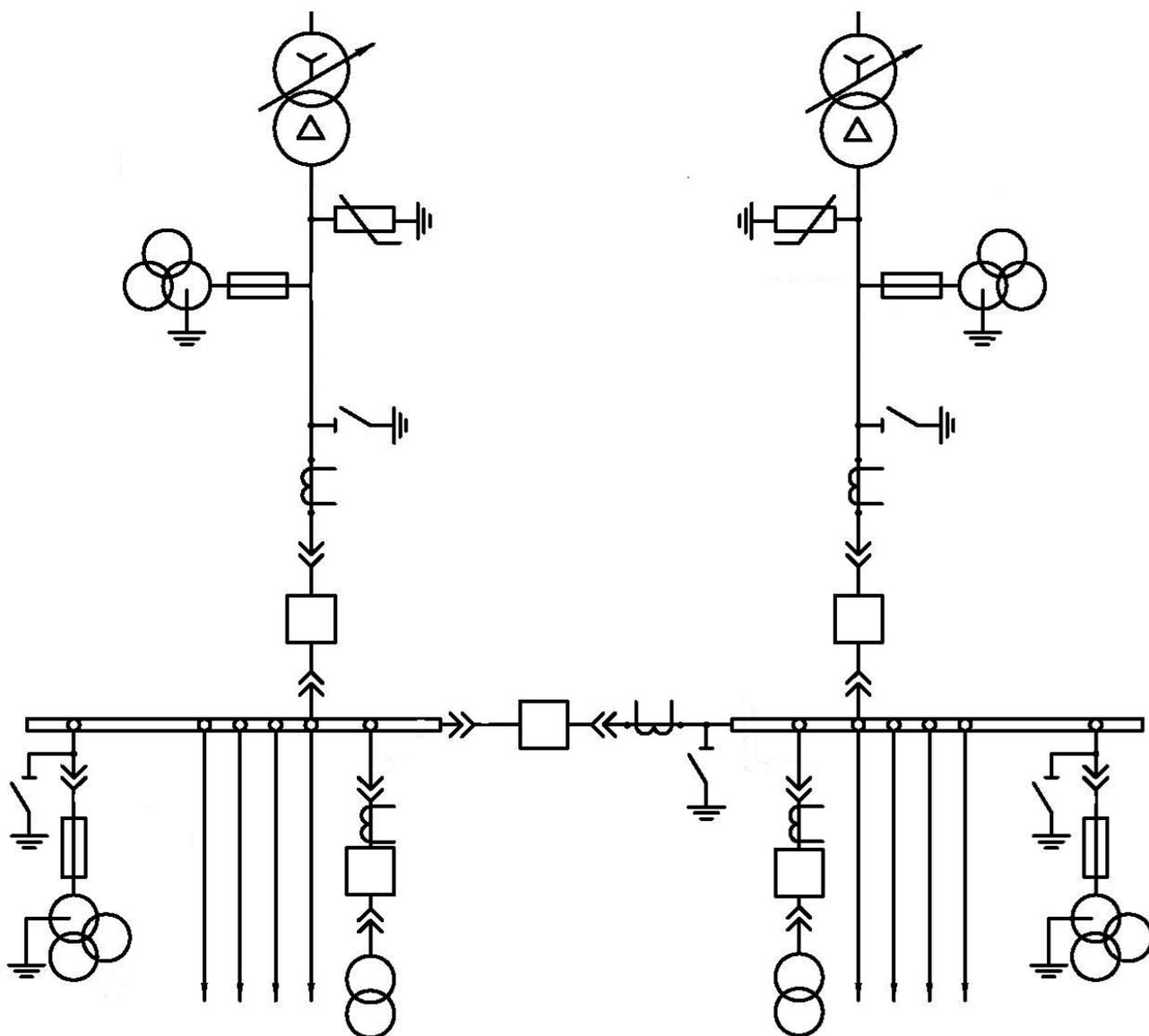


Рис. 21. Принципиальная схема ЗРУ 10 кВ [3]

5.6 Защита от перегрузки и аварийных режимов

В качестве аппаратов защиты в схеме 0,4 кВ устанавливаются автоматические выключатели с электромагнитным и тепловым расцепителем. Устройство данных выключателей позволяет подключить к ним измерительные трансформаторы, что улучшит селективность отключения поврежденного участка. Помимо автоматов используются предохранители пробочного типа. Защита трансформатора поставляется в комплекте с оборудованием.

Основным аппаратом защиты оборудования подстанции от атмосферных и коммутационных перенапряжений является нелинейный ограничитель перенапряжения (ОПН). Они устанавливаются на сборных шинах высшего напряжения, в цепях силовых трансформаторов на высшем и низшем напряжениях, а также цепях нейтралей трансформаторов, так как допускается работа с разземлённой нейтралью.

Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата

$$n = n_{л} + n_{тр},$$

где $n_{л}$ – число присоединяемых линий,

$n_{тр}$ – число присоединяемых трансформаторов,

– для ОРУ 110 кВ,

$$n = 2 + 2 = 4,$$

– для ЗРУ 10кВ,

$$n = 30 + 2 = 32.$$

Так как проектируемая подстанция является проходной отпаечной, то на ОРУ 110 кВ используется схема «4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» в соответствии с пунктами (1.6.3; 1.6.4; 1.6.6) [3] является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ.

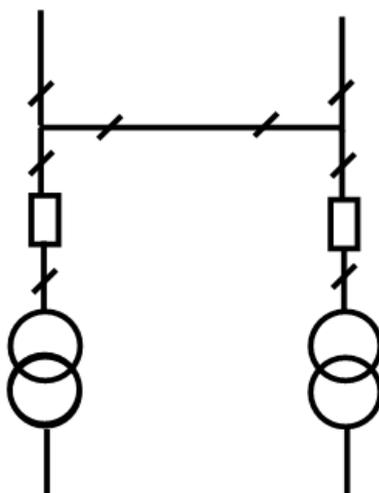


Рис. 20. Упрощенная принципиальная схема РУ 110 кВ [3]

В ЗРУ 10кВ применяем схему «Одна, секционированная выключателями, система шин» в соответствии с пунктами (1.9.1; 1.9.4; 1.9.6; 1.11.2.) [3].

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата		64

$$k_{ав} = \frac{46,6}{(2-1) \cdot 40} = 1,16$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,4,

$$1,16 < 1,4$$

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

Схема питания собственных нужд подстанции на рисунке 19. Оперативный выпрямленный ток используется на подстанциях 110 кВ с одним или двумя выключателями [10, с.387].

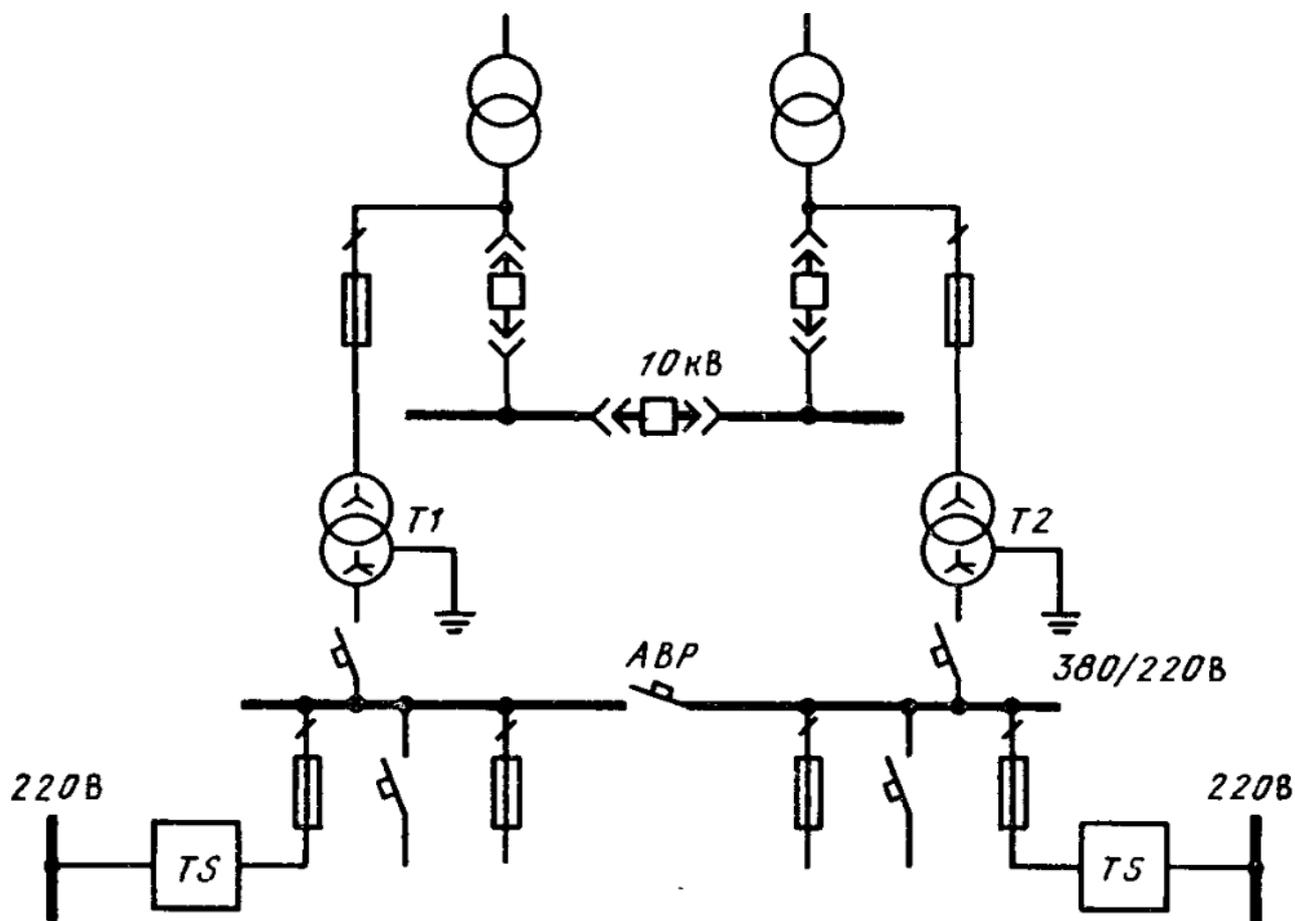


Рис. 19. Схема питания с.н. подстанции с выпрямленным оперативным током

5.5 Выбор схем распределительных устройств

Как закрытые, так и открытые распределительные устройства должны обеспечить: надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение.

Выбор схемы РУ зависит от числа присоединений. Число присоединений определяется по выражению,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [10, с.386].

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Перечень потребителей собственных нужд приведен в таблице 5.24.

Расчетная нагрузка определяется [10, с. 386], кВ·А,

$$S_p = k_C \sqrt{P_{сн}^2 + Q_{сн}^2},$$

где $P_{уст} = 49,5$ кВт – расчетная активная нагрузка СН и $\cos \phi = 0,85$ [10, с. 369, с.386]

$$Q_{сн} = P_{сн} \operatorname{tg} \phi = 49,5 \cdot 0,62 = 30,7$$

$$S_p = 0,8 \sqrt{49,5^2 + 30,7^2} = 46,6,$$

На подстанции 110 кВ мощность одного ТСН не может превышать 630 кВА.

Следовательно, мощность ТСН определяется как, кВ·А,

$$S_T \geq \frac{46,6}{1,4} = 33,3$$

Ближайшее номинальное значение мощности соответствует трансформатору ТЛС – 40/10[24].

Таблица 5.25. Параметры трансформатора ТЛС – 40/10

$S_{ном}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$U_{ВН}, \text{кВ}$	$U_{НН}, \text{кВ}$	$u_k, \%$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$I_x \%$
100	10,5	0,4	4,5	0,25	0,94	2,0

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого трансформатора,

$$k_3 = \frac{46,6}{2 \cdot 40} = 0,582$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки (0,6-0,7).

Проверка по коэффициенту аварийной перегрузки,

Выберем для установки в КРУ 10 кВ однофазные ТН опорные с литой изоляцией ЗНОЛП-10 УТ2 [23].

Таблица 5.22. Характеристики трансформатора напряжения ЗНОЛП-10 УТ2

Номинальное напряжение, кВ	Вторичное напряжение, В	Класс точности/вторичная нагрузка, В·А (по первичной обмотке)
10	100	0,5/100

Таблица 5.23. Проверка ЗНОЛП-10 по условиям выбора

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$

Класс точности выбирают в соответствии с классом точности подключаемых приборов. Так как вторичная нагрузка не известна, то проверку по классу точности не проводим [10, с. 301].

Выбранный ТН удовлетворяет всем условиям.

5.4.6 Выбор трансформатора собственных нужд

В системе собственных нужд устанавливаются, как правило, 2 трансформатора собственных нужд (ТСН). Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд подстанции с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Таблица 5.24. Перечень потребителей собственных нужд подстанции

Потребители собственных нужд подстанции	Мощность на единицу, кВт
Устройство охлаждения трансформатора ТДН-40000/110	7,0
Обогрев выключателей 110кВ	3,2
Мощность электродвигателя завода включающих пружин	2,2
Обогрев релейного шкафа	1,0
Отопление, освещение, вентиляция КРУ-10кВ	10,0
Освещение РЗА	4,5
Освещение коридоров и мастерских	2
Освещение ОРУ 110 кВ	5
Автомат общих нужд	10,7
РПН	3,0
Итого:	49,5

Таблица 5.18. Параметры встроенных трансформаторов тока на НН

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости, кА	Номинальная вторичная нагрузка для защиты/измерений	Класс точности
			Ток, кА	Время, с				
ТОЛ-10	10	150	12,5	1	52	12,5	15/10	0,2S

Таблица 5.19. Проверка ТОЛ-10 по условиям выбора

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 110,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранная ячейка КРУ прошла эти проверки. Класс точности выбирают в соответствии с классом точности подключаемых приборов. Требования к конструкции не оговорены, поэтому проверку по этому параметру не производим. Состав контрольно-измерительных приборов не известен, поэтому по вторичной нагрузке проверка не производится.

Выбранные ТТ удовлетворяют всем условиям.

5.4.5 Выбор трансформаторов напряжения

ТН выбирают по представленным в [10, с. 301-302] условиям. Принять к установке можно трансформатор напряжения ЗНОГ-110 УХЛ1 [22].

Таблица 5.20. Характеристики трансформатора напряжения ЗНОГ-110 УХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	Вторичное напряжение основных обмоток, В	Вторичное напряжение дополнительной обмотки, В	Класс точности/вторичная нагрузка, В·А (по первичной обмотке)
$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	0,5/200 1,0/300

Таблица 5.21. Проверка ЗНОГ-110 по условиям выбора

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$

Класс точности выбирают в соответствии с классом точности подключаемых приборов. Так как вторичная нагрузка не известна, то проверку по классу точности не проводим [10, с. 301]. Выбранный ТН удовлетворяет всем условиям.

не оговорены, поэтому проверку по этому параметру не производим. Состав контрольно-измерительных приборов не известен, поэтому по вторичной нагрузке проверка не производится.

Данный трансформатор тока подходит по всем параметрам.

В вводах силовых трансформаторов на высоком (110 кВ) напряжении установлены встроенные трансформаторы тока. На сайте завода-изготовителя выбранного силового трансформатора ТМН-40000/110/10-УХЛ1 указаны встроенные трансформаторы тока ТВТ110-І-300/5 О4 на стороне ВН и ТВТ10-І-5000/5 О4 на стороне НН [11].

Таблица 5.16. Параметры встроенных ТТ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Количество трансформаторов тока на одном вводе
			Ток, кА	Время, с	
ТВТ110-І-300/5	110	300	25	3	2
ТВТ10-І-5000/5	110	5000	25	3	2

Таблица 5.16. Проверка ТВТ110-І-300/5 по условиям выбора

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$

Таблица 5.17. Проверка ТВТ110-ІІ-5000/5 по условиям выбора

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 3079 \text{ А}$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$

Динамическая стойкость встроенных трансформаторов тока определяется стойкостью токоведущих частей и вводов аппаратов, поэтому проверка по условию электродинамической стойкости не требуется. Класс точности выбирают в соответствии с классом точности подключаемых приборов. Требования к конструкции не оговорены, поэтому проверку по этому параметру не производим. Состав контрольно-измерительных приборов не известен, поэтому по вторичной нагрузке проверка не производится.

Выбранные ТТ удовлетворяют всем условиям.

В выбранную ячейку КРУ серии ZETO [17] устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ-10-0,2S/10P-150/5 УХЛ1.

Таблица 5.12. Параметры шины

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм				Сечение шины, мм ²
	a	b	c	r	
3500	100	45	6	8	1010

Проверим выбранные шины по условиям, перечисленным выше (таблица 5.13).

Таблица 5.13. Выбор и проверка шины на НН

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$	$I_{\max} = 3079 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 3500 \text{ А}$
$q_{\min} \leq q$	$q_{\min} = \frac{\sqrt{85,1}}{91 \cdot 10^{-3}} = 101,4 \text{ мм}^2$	$q = 1010 \text{ мм}^2$
$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}$	$\sigma_{\max} = 10,99 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 41 \text{ МПа}$

Допустимое напряжение не должно превышать (41 - 48) МПа [10, с.181].
Данная шина проходит по всем условиям.

5.4.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают по условиям, указанным в [10, с. 299-301].
К установке на ВН можно принять ТТ типа ВГТ-110. В выбранном в пункте 5.4.1 выключатель ВГТ-110Ш-40/1000 УХЛ1 может эксплуатироваться и быть смонтирован вместе с трансформатором тока ТОГФ-110 [21].

Таблица 5.14. Параметры трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} / I_{\text{дин}}$, кА	Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$, кА	Номинальная вторичная нагрузка при $\cos\phi=0,8$, ВА	Номинальный вторичный ток, А
			Кратность	Время, с				
ТОГФ-110	110	75-150-300	10-40	3	160/63	63	20	1 и/или 5

Таблица 5.15. Проверка ТТ по условиям выбора

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранный ТТ прошёл эти проверки. Класс точности выбирают в соответствии с классом точности подключаемых приборов. Требования к конструкции

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата		58

В разъединителях данного типа видимый разрыв создаётся конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвижного элемента. Проверка разъединителя выполняется аналогично проверке выключателя на РУ 10кВ, приведённого в пункте 5.4.1. Только из расчёта исключаем условие проверки на отключающую способность.

Таким образом, разъединители, встроенные в шкафы КРУ серии ZETO, удовлетворяют всем требованиям.

5.4.3 Выбор токоведущих частей

Ошиновка в ОРУ 110 кВ выполняется проводом марки АС. Правилами устройства электроустановок оговариваются минимальные сечения по условиям короны (на 110 кВ сечение для ЛЭП не ниже 70 мм²). Выбираем провод по допустимому току АС-95/16 [9, с.428]. Так как расстояние между фазами на ОРУ меньше, чем на линии электропередач, то необходимо выполнить проверку. Выбор гибких шин производим по критериям, указанным к [10, с.187-192]. Характеристики провода указаны в таблице 5.10, а проверка и

Таблица 5.10. Характеристики алюминиевого провода АС сечения 95 мм² на ВН

Сечение провода, мм ²	Диаметр провода, мм	Допустимый ток, А	Радиус провода, см
95	13,5	330	$r_0 = \frac{D_{np}}{2} = \frac{1,35}{2} = 0,675$

Таблица 5.11. Выбор и проверка ошиновки на ВН

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$I_{max} \leq I_{доп}$	$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{доп} = 330 \text{ А}$
$1,07E \leq 0,9E_0$	$1,07E = 3,53 \text{ кВ / см}$ $0,9E_0 = 24,94 \text{ кВ / см}$	$D_{np} = 1,35 \text{ см}$ $r_0 = 0,675 \text{ см}$ $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$

Проверка на электродинамическое действие тока КЗ необходима в случае когда $I_{п0}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ [10, с. 188], в данном случае: $I_{п02}^{(3)} = 6.826 \cdot 20 \text{ кА}$.

Проверка не требуется.

Проверку на термическое действие тока КЗ не проводим, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [10, с. 306].

Данный провод проходит по всем условиям.

В распределительных устройствах 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах более 3000 А применяются шины коробчатого сечения [10, с. 175]. Выбираем сечение шины из условия наибольшего длительно допустимого тока, $I_{max} = 3079 \text{ А}$. Выбираем алюминиевые шины коробчатого сечения [9, с. 395].

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки, поэтому принимаем его для установки.

Таблица 5.7. Выбор выключателя, устанавливаемого в ячейки отходящих линий, по требуемым условиям.

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$	$U_{ном} = 10$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 110,6$	$I_{ном} = 630$

Все остальные условия проверки и параметры выключателей ВБ-10-20/3150 и ВБ-10-20/630 совпадают, следовательно, принимаем выбранные выключатели и ячейку КРУ.

5.4.2 Выбор разъединителей

Выбор и проверку разъединителей осуществляется по параметрам, приведённым в [10, с. 233]. Выбираем согласно требованиям для установки на ОРУ 110 кВ трёхполюсные разъединители наружной установки РГ-110/1000 УХЛ1 горизонтально-поворотного типа с заземляющими ножами, оснащённые тремя электродвигательными и тремя ручными приводами [20]. Параметры разъединителя приведены в таблице 5.8, а результаты проверки – в таблице 5.9.

Таблица 5.8. Характеристики разъединителя РГ-110/1000 УХЛ1

Номинальное напряжение	Номинальный длительный ток	Ток динамической стойкости	Ток термической стойкости	Время термической стойкости
110	1000	80	31,5	3

Таблица 5.9. Выбор и проверка разъединителя на стороне ВН

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{П01}^{(3)} \leq I_{дин.ст}$	$I_{П01}^{(3)} = 6,83 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{дин.ст}$	$i_{уд} = 16,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$	$t_{отк} = 0,26 \text{ с}$ $B_K = 13,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер} = 31,5 \text{ кА}$ $t_{мер} = 3,0 \text{ с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом выбранный трёхполюсный разъединитель удовлетворяет всем условиям.

Согласно требованиям, выбираем для установки в ЗРУ 10 кВ разъединители штепсельного (втычного) типа, входящие в состав шкафа КРУ серии ZETO.

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист 56
Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата		

На напряжение 6-10 кВ, часто, устанавливают шкафы КРУ. Представляют собой несущий каркас с защитным кожухом, в котором укомплектованы электрические аппараты и проводники первичных цепей, а также приборы для измерений, управления и защиты со всеми соединениями [10, с.486]. Установим в качестве вводных ячеек и ячеек на отходящих линиях на низшем напряжении (10 кВ) шкафы КРУ серии ZETO [17]. Номинальные токи и стойкость к действию КЗ электрооборудования, входящего в состав шкафов КРУ, рассчитаны на параметры выключателей. Поэтому условия выбора выключателей в КРУ-10 кВ являются одновременно и условиями выбора ячеек КРУ. Выбираем для установки во вводную ячейку и ячейку отходящих линий КРУ 10 кВ вакуумные выключатели серии ВБ-10-ЭЗ ZETO [18]. Параметры выключателя представлены в таблице 5.5, а результаты проверки – в таблице 5.6.

Таблица 5.5. Характеристики выключателей ВБ-10-20/3150 и ВБ-10-20/630

Номинальное напряжение	Номинальный длительный ток	Номинальный ток отключения	Ток электродинамической стойкости	Ток термической стойкости	Время термической стойкости	Собственное/полное время отключения	Нормированное содержание аperiodической составляющей ⁵ , %
$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{отк,ном}$, кА	$i_{дин} / I_{дин}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с,в} / t_{нов}$, с	β_n , %
10	3150	20	51/20	20	3	0,040/0,060	40
10	630	20	51/20	20	3	0,040/0,060	40

Таблица 5.6. Выбор и проверка выключателя, устанавливаемого во вводные ячейки, по требуемым условиям.

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$	$U_{ном} = 10$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 3079$	$I_{ном} = 3150$
$I_{нт} \leq I_{откл,ном}$	$I_{нт} = 16,79 \text{ кА}$	$I_{откл,ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$	$T_a = 0,062 \text{ с.}$ $\tau = 0,050 \text{ с.}$ $I_K^{(3)} = 16,79 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 16,79 \cdot e^{-0,050/0,062} = 10,6 \text{ кА}$	$\beta_n = 40\%$ $I_{отк,ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 20 / 100 = 11,3$
$I_{П02}^{(3)} \leq I_{отк,ном}$	$I_{П01}^{(3)} = 16,79 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{yд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{yд} = 44,0 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$i_{yд} \leq i_{вкл}$	$i_{yд} = 44,0 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 50 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$t_{отк} = 0,26 \text{ с}, t_{тер} = 3,0 \text{ с}$ $B_K = 16,79^2 \cdot (0,26 + 0,062) = 90,8$	$I_{тер} = 20 \text{ кА}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200$

В общих сведениях о выключателях рассматриваются те параметры, которые характеризуют выключатели по ГОСТ Р 52565-2006. При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, но, так как заводами-изготовителями гарантируется определенная их зависимость, то допустимо производить выбор только выключателей по важнейшим параметрам [10, с. 268].

5.4.1 Выбор выключателей

По условиям выбора подходящим является элегазовый выключатель колонкового типа ВГТ-110Ш-40/1000 УХЛ1 [16].

Таблица 5.3. Характеристики выключателя ВГТ-110Ш-40/1000 УХЛ1

Номинальное напряжение	Номинальный длительный ток	Номинальный ток отключения	Ток электродинамической стойкости	Собственное время отключения	Полное время отключения	Ток термической стойкости	Время термической стойкости	Ном относительное содержание аперриодической составляющей
$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{отк,ном}$, кА	$i_{дин} / I_{дин}$, кА	$t_{с,в}$, с	$t_{п,в}$, с	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	β_n , %
110	1000	40	102/40	0,038	0,050	40	3	45

Выбранный выключатель необходимо проверить по требуемым условиям [10, с. 268-269], проверку будем вести по току трёхфазного КЗ, указанному в исходных данных ВКР. Результаты представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4. Выбор и проверка выключателя по требуемым условиям

Условия выбора	Расчётная величина	Данные по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 293,9 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ кА}$
$I_{пт} \leq I_{откл,ном}$	$I_{пт} = 6,826 \text{ кА}$	$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$	$T_a = 0,0280 \text{ с.}$ $\tau = 0,050 \text{ с.}$ $I_K^{(3)} = 6,826 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,826 \cdot e^{-0,050/0,0280} = 1,74 \text{ кА}$	$\beta_n = 45\%$ $I_{отк,ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{45}{100} = 25,4 \text{ кА}$
$I_{П01}^{(3)} \leq I_{дин}$	$I_{П01}^{(3)} = 6,826 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_{y\delta} \leq i_{пр,скв}$	$i_{y\delta} = 16,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$	$i_{y\delta} = 16,4 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$t_{отк} = 0,25 \text{ с.}, t_{тер} = 3,0 \text{ с.}$ $B_K = 6,826^2 \cdot (0,25 + 0,0280) = 13,0$	$I_{тер} = 40 \text{ кА}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

					<i>ВКР-130302.05 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Токи на стороне ВН (110 кВ), А,

$$I_{1норм} = \frac{57,47}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 150,8$$

$$I_{max} = \frac{n_l}{n_l - 1} I_{норм} = \frac{2}{2 - 1} 150,8 = 301,6$$

Ток нормального режима на стороне НН самого нагруженного присоединения (10 кВ), А,

$$I_{2норм} = \frac{57,47}{30 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 110,6$$

5.3 Выбор типа РУ

Исходя из мощности силовых трансформаторов на подстанции, классов напряжения и токов нормального и послеаварийного режимов подстанции выбираем КМБ-ОРУ 110/10 [13].

Таблица 5.2. Технические параметры КМБ-ОРУ 110/10 кВ

	Наименование параметра	Технические характеристики	Расчетные данные	Условия выбора
1	Номинальное напряжение, кВ, - высшее - низшее	110 10	110 10	$U_{уст} \leq U_{ном}$ $110 \leq 110$ $10 \leq 10$
2	Мощность силового трансформатора, кВА	40000	40000	40000
3	Номинальный ток, А, - сборных шин 220кВ - шкафов КРУ 10кВ	2000 4000	293,9 3079	$I_{max} \leq I_{ном}$ $293,9 \leq 2000$ $3079 \leq 4000$
4	Сквозной ток КЗ (амплитуда), кА -Ячеек ОРУ -Ячеек КРУ	102 102	16,40 43,95	$i_{уд} \leq i_{дин}$ $16,40 \leq 102$ $43,95 \leq 102$
5	Ток термической стойкости, кА -Ячеек ОРУ -Ячеек КРУ	40 40	6,826 16,79	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ $6,826 < 40$ $16,79 \leq 40$

Выбранное РУ проходит по всем условиям.

5.4 Выбор оборудования подстанции 57,5 МВА

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист 53
Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата		

5 Проектирование подстанции 110/10 кВ

5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции

На узловых подстанциях устанавливают, как правило не менее двух трансформаторов или автотрансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них [10, с. 170].

Расчетная мощность одного трансформатора, МВ·А,

$$S_p = \frac{S_{n/cm} \cdot k_{I-II}}{k_{ав}} = \frac{57,47 \cdot 1}{1,4} = 40,23$$

где k_{I-II} – коэффициент участия потребителей I–II категории,
 $k_{ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки.

Принимаем ближайшее значение из стандартного ряда мощностей трансформаторов $S_T = 40$ МВ·А. Исходя из исходных данных и полученной мощности, принимаем к установке на подстанции два трансформатора типа ТДН-40000/110[11], параметры которого приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Паспортные данные трансформатора ТМН –5000/220

$S_{ном}$, МВ·А	Напряжения об- моток, кВ		Напряжение КЗ, $U_{кв-н}$, %	Потери, кВт		I_x , %	Пределы регули- рования
	ВН	НН		ΔP_k	ΔP_x		
40	115	10,5	10,5	170	22	0,28	$\pm 9 \times 1,78\%$

Рассчитаем коэффициент загрузки в нормальном максимальном режиме.

$$k_3^{н.м} = \frac{S_{нагр}}{n \cdot S_{ном}} \cdot 100\% = \frac{57,47}{2 \cdot 40} \cdot 100\% = 0,718 \%$$

Из получившегося значения можно сделать вывод, что трансформатор загружен нормально, и его можно принять для установки с условием отключения потребителей 3 категории при превышении коэффициента загрузки для любого из трансформаторов выше 1.4 на недопустимую длительность.

Мощность при коэффициенте загрузки трансформаторов 0,7, МВА,

$$S_{n/cm1} = k_3 \cdot n_T \cdot S_T = 0,7 \cdot 2 \cdot 40 = 56,0$$

Максимальная мощность потребителей 3 категории, которую потребуется временно отключить при недопустимой перегрузке трансформаторов, МВА,

										Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ВКР–130302.05 ПЗ

4.4 Расчёт периодической составляющей токов КЗ в точке К₂

Рассчитаем значение ударного тока короткого замыкания для высшего напряжения 110 кВ и низшего напряжения 10 кВ на подстанции №2 [29, с. 30]

Ударный коэффициент тока короткого замыкания на высшей стороне,

$$k_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0280}} = 1,851,$$

где $T_{a1}=(0,02-0,03)$ – это эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания на высшей стороне [10, с. 110], с.

Ударный коэффициент тока короткого замыкания на низшей стороне,

$$k_{y2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a2}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0619}} = 1,699,$$

где $T_{a1}=(0,05-0,10)$ – это эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания на низшей стороне [10, с. 110], с.

Ударный ток короткого замыкания на высшем напряжении, кА,

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_{y1} \cdot I_{п01}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,851 \cdot 6,826 = 16,40,$$

где $I_{п01}^{(3)}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания на высшем напряжении 110 кВ [Таблица 2].

Ударный ток короткого замыкания на низшем напряжении, кА,

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_{y2} \cdot I_{п02}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,699 \cdot 16,79 = 43,95,$$

где $I_{п02}^{(3)}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания на низшем напряжении 10 кВ [Таблица 2].

					ВКР–130302.05 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

$$k_y = 1,0 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1,0 + e^{-\frac{0,01}{0,0816}} = 1,885$$

Определим ударный ток в узле 1, кА,

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 11,52 \cdot 1,885 = 30,71$$

В приложении Д представлен расчёт токов короткого замыкания на ЭВМ в программе ТКЗ. Сравним полученные результаты при расчёте вручную и на ЭВМ

Таблица 4.1. Сравнение результатов расчёта вручную и на ЭВМ

$I_{по*}^{(3)}$	Вручную	ЭВМ	Погрешность, %
$K_4^{(3)}$	0,0539	0,054	0,18
$K_1^{(3)}$	0,0838	0,084	0,24

Исходя из данных таблицы 4.1, делаем вывод, что погрешность расчёта не превышает погрешности инженерных расчётов.

Активные сопротивления:

$$G1, G2: \quad r_1 = \frac{x_1}{(x/r)} = \frac{9,111}{70} = 0,130$$

$$GS: \quad r_2 = \frac{x_2}{(x/r)} = \frac{1,000}{50} = 0,0200$$

$$T1: \quad r_3 = \frac{x_3}{(x/r)} = \frac{10,50}{30} = 0,350$$

$$T2: \quad r_4 = \frac{x_4}{(x/r)} = \frac{6,563}{30} = 0,219$$

$$T3: \quad r_5 = \frac{x_5}{(x/r)} = \frac{16,41}{30} = 0,547$$

$$W1: \quad r_6 = \frac{x_6}{(x/r)} = \frac{1,299}{5,0} = 0,260$$

$$W2: \quad r_7 = \frac{x_7}{(x/r)} = \frac{2,137}{5,0} = 0,427$$

$$W3: \quad r_8 = \frac{x_8}{(x/r)} = \frac{1,550}{5,0} = 0,310$$

$$W4: \quad r_9 = \frac{x_9}{(x/r)} = \frac{3,139}{5,0} = 0,628$$

Схема замещения из активных сопротивлений элементов ЭЭС представлена рис. 18.

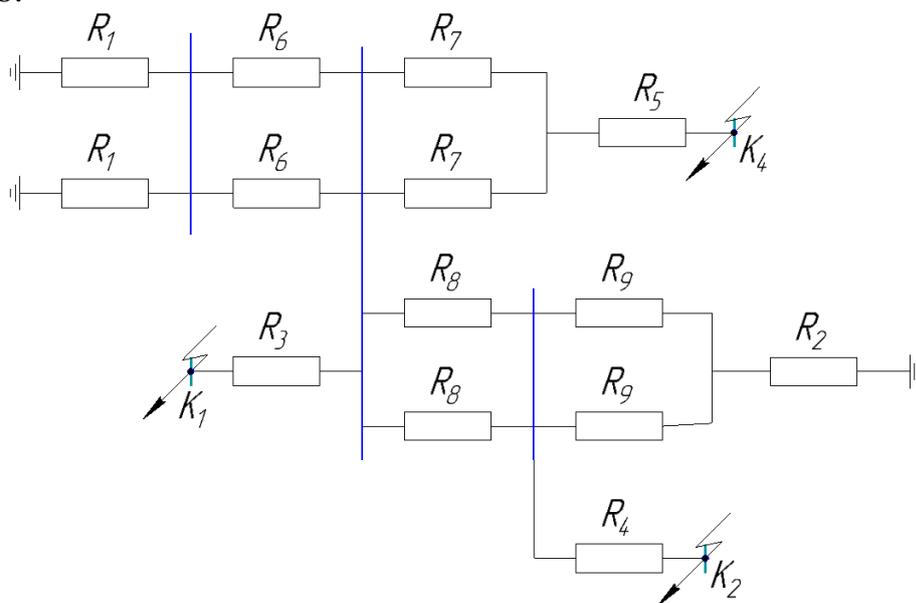


Рис. 18. Схема замещения ЭЭС из активных сопротивлений

Рассчитаем суммарную ЭДС источников, о.е.,

$$E_{\Sigma} = \frac{E_1 \cdot x_{14} + E_2 \cdot x_{13}}{x_{14} + x_{13}} = \frac{1,13 \cdot 3,344 + 1,00 \cdot 5,205}{3,344 + 5,205} = 1,051.$$

Определим начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания,

$$I_{ПО*}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma} - U_K}{x_{\Sigma}} = \frac{1,051 - 0}{19,51} = 0,05386$$

Пересчитаем ток из относительных единиц в именованные, кА,

$$I_{ПО}^{(3)} = I_{ПО*}^{(3)} \cdot I_{бИ} = 0,05386 \cdot 137,5 = 7,404$$

где $I_{бИ}$ – базисный ток ступени, где находится точка КЗ, кА.

Значение мощности короткого замыкания, МВ·А,

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot U_{бИ} \cdot I_{ПО}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 7,404 = 1473$$

4.2.2 Вычисление ударного тока КЗ в точке К4

Ударный ток КЗ i_v определяется по формуле:

$$i_v = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} \cdot k_v,$$

где $k_v = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени за-

тухания апериодической составляющей тока $T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}$. Для её определения необходимо знать значения активных сопротивлений всех элементов схемы замещения. По конфигурации схема аналогична схеме из индуктивных сопротивлений (рисунок 16). Все ЭДС источников принимаются равными 0.

Значения активных сопротивлений для отдельных элементов схемы замещения будем определять приближённо из рекомендованных для элементов ЭЭС соотношений $\frac{X}{R}$.

Для определения активных сопротивлений воспользуемся отношениями $\frac{X}{R}$, [29, с. 25]. Примем для:

- системы GS: 50;
- генераторов G1, G2: 70;
- трансформаторов T1, T2, T3: 30;
- воздушной линии W1: 5;
- воздушной линии W2: 5;
- воздушной линии W3: 5;

Пересчитаем параметры линий и системы для схемы замещения нулевой последовательности.

$$x_{06} = x_6 \cdot \frac{x_{(0)W1}}{x_{(1)W1}} = 1,299 \cdot 4,7 = 6,10$$

W1: ,

$$x_{07} = x_7 \cdot \frac{x_{(0)W2}}{x_{(1)W2}} = 2,137 \cdot 4,7 = 10,0$$

W2: ,

$$x_{08} = x_8 \cdot \frac{x_{(0)W3}}{x_{(1)W3}} = 1,550 \cdot 4,7 = 7,28$$

W3:

$$x_{09} = x_9 \cdot \frac{x_{(0)W4}}{x_{(1)W4}} = 3,139 \cdot 4,7 = 14,8$$

W4: ,

$$GS: x_{02} = 2 \cdot x_2 = 2 \cdot 1,000 = 2,000$$

4.2 Расчёт симметричного КЗ в точке К₄

4.2.1 Определение начального значения периодической составляющей тока КЗ

Преобразуем схему замещения (рис. 16) к простейшему виду (рис. 17).

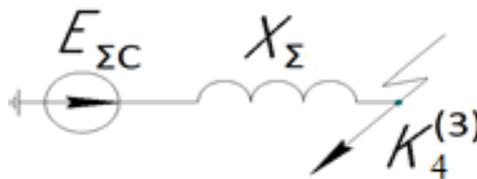


Рис. 17. Эквивалентная схема замещения ЭЭС

Выполняем преобразования схемы замещения, о.е.,

$$x_{13} = \frac{x_1}{2} + \frac{x_6}{2} = \frac{9,111}{2} + \frac{1,299}{2} = 5,205,$$

$$x_{14} = \frac{x_8}{2} + \frac{x_9}{2} + x_2 = \frac{1,550}{2} + \frac{3,139}{2} + 1,000 = 3,344,$$

$$x_{15} = \frac{x_{13} \cdot x_{14}}{x_{13} + x_{14}} + \frac{x_7}{2} = \frac{5,205 \cdot 3,344}{5,205 + 3,344} + \frac{2,137}{2} = 3,104,$$

Получим суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_5 + x_{15} = 16,41 + 3,104 = 19,51.$$

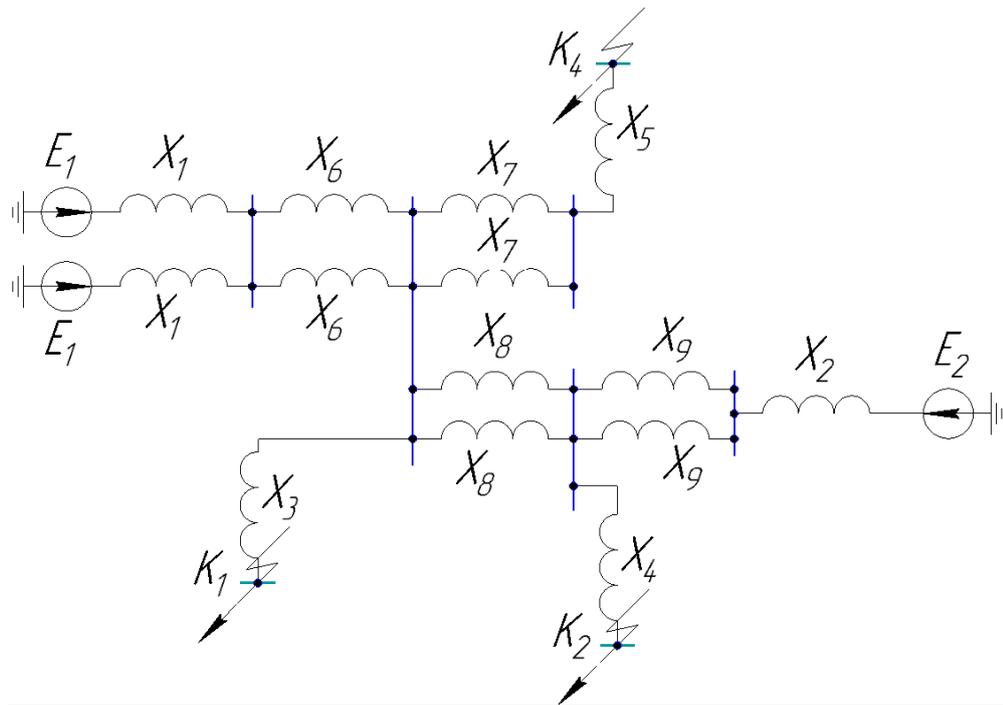


Рис. 16. Электрическая схема замещения для расчёта симметричного КЗ в точке K_1 , K_2 и K_4 .

4.1.3 Вычисление параметров схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности для коротких замыканий в точках K_1 , K_2 и K_4 представлена на рисунке 3.

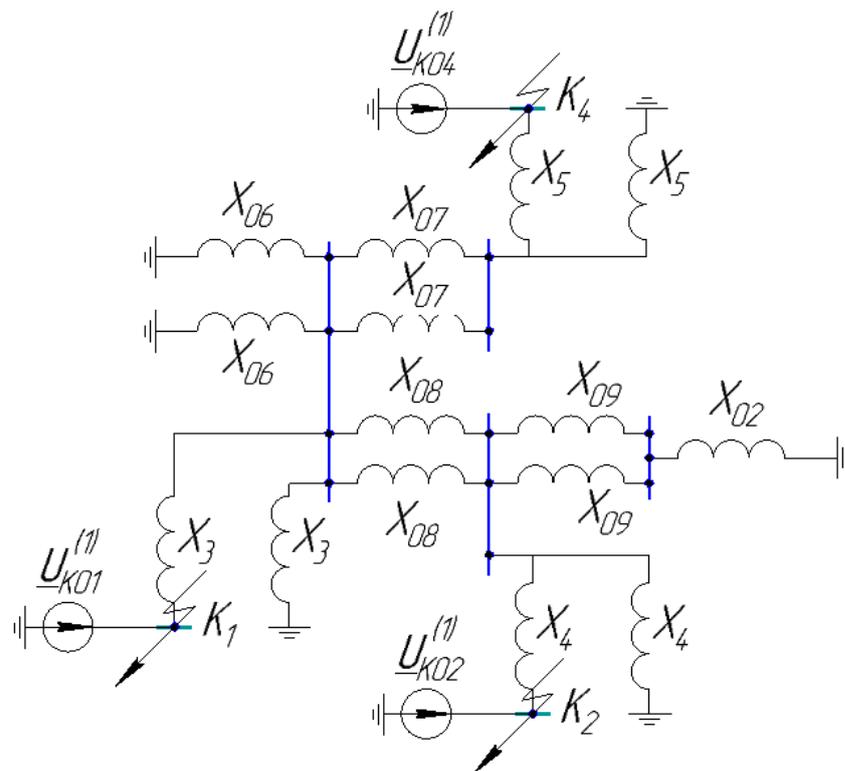


Рис. 16.1. Схема замещения нулевой последовательности

Определим сопротивления всех элементов схемы замещения.

Индуктивные сопротивления генераторов $G1, G2$:

$$x_1 = x_d'' \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}} = 0,20 \cdot \frac{2500}{109,8} = 9,11$$

Индуктивное сопротивление системы GS :

$$x_2 = \frac{S_{\sigma}}{S_{КЗ}} = \frac{2500}{2500} = 1,000$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов $T1, T2, T3$:

$$x_3 = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{2500}{25,0} = 10,50$$

$$x_4 = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{2500}{40,0} = 6,563$$

$$x_5 = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{2500}{16,0} = 16,41$$

Индуктивные сопротивления линий W_1, W_2, W_3, W_4 :

$$x_6 = x_{(1)W_{cm1}} \cdot l_{W_{cm1}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma I}^2} = 0,405 \cdot 17,0 \cdot \frac{2500}{115^2} = 1,299$$

$$x_7 = x_{(1)W_{14}} \cdot l_{W_{14}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma I}^2} = 0,444 \cdot 25,4 \cdot \frac{2500}{115^2} = 2,137$$

$$x_8 = x_{(1)W_{12}} \cdot l_{W_{12}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma I}^2} = 0,427 \cdot 19,20 \cdot \frac{2500}{115^2} = 1,550$$

$$x_9 = x_{(1)W_{26}} \cdot l_{W_{26}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma I}^2} = 0,444 \cdot 37,40 \cdot \frac{2500}{115^2} = 3,139$$

Средние значения сверхпереходных ЭДС генераторов, систем и нагрузки (в относительных единицах при номинальных условиях) примем равным следующим значениям [29, табл. 2.1]:

$$G1, G2, G3, G4: E_1=E_2=1,13,$$

$$GS: E_5=1,0.$$

Без учёта нагрузок (производим расчёт токов КЗ, протекающих через подстанции) упрощенная схема замещения будет выглядеть следующим образом:

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

4.1.1 Определение параметров электрической схемы замещения электроэнергетической системы

Расчёт токов КЗ в современной ЭЭС с учётом всех условий и факторов представляет трудоёмкую задачу. Для упрощения задачи принимают ряд допущений, не вносящих существенных погрешностей в расчёты. Поэтому при составлении схемы замещения примем следующие допущения:

- отсутствие качания синхронных машин;
- пренебрежение активными сопротивлениями элементов электрической сети;
- сохранение симметрии трёхфазной системы;
- не учёт ёмкостных проводимостей воздушных линий;
- приближённый учёт нагрузок постоянными индуктивными сопротивлениями;
- не учёт насыщения магнитных систем генераторов и трансформаторов;
- пренебрежение токами намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- отсутствие сдвига по фазе векторов ЭДС источников.

С учётом принятых допущений составляем схему замещения (Рис. 15).

4.1.2 Вычисление реактивных сопротивлений и значений ЭДС для всех элементов

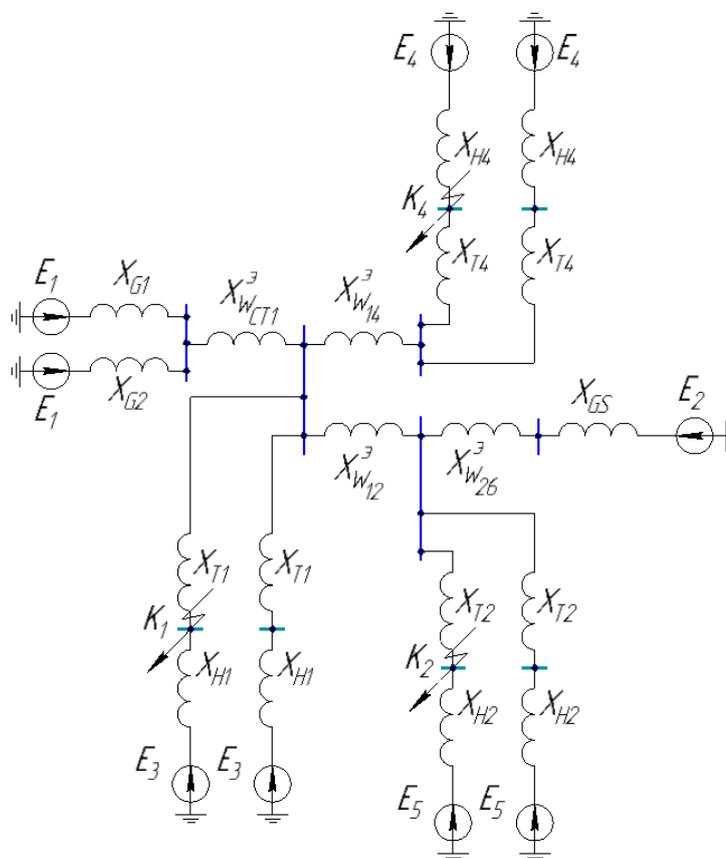


Рис. 15. Электрическая схема замещения ЭЭС

4 Расчёт токов коротких замыканий

4.1 Выбор базисных условий

Расчёт проводим в относительных единицах при базисных условиях. В качестве базисной мощности примем $S_б = 2500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. За базисные напряжения на соответствующих ступенях трансформации примем напряжения из стандарта средних номинальных напряжений: $U_{бI} = 115 \text{ кВ}$; $U_{бII} = 10,5 \text{ кВ}$. Базисный ток ступени, где возникло короткое замыкание, кА:

$$I_{бI} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бI}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 12,55$$

$$I_{бII} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бII}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,5$$

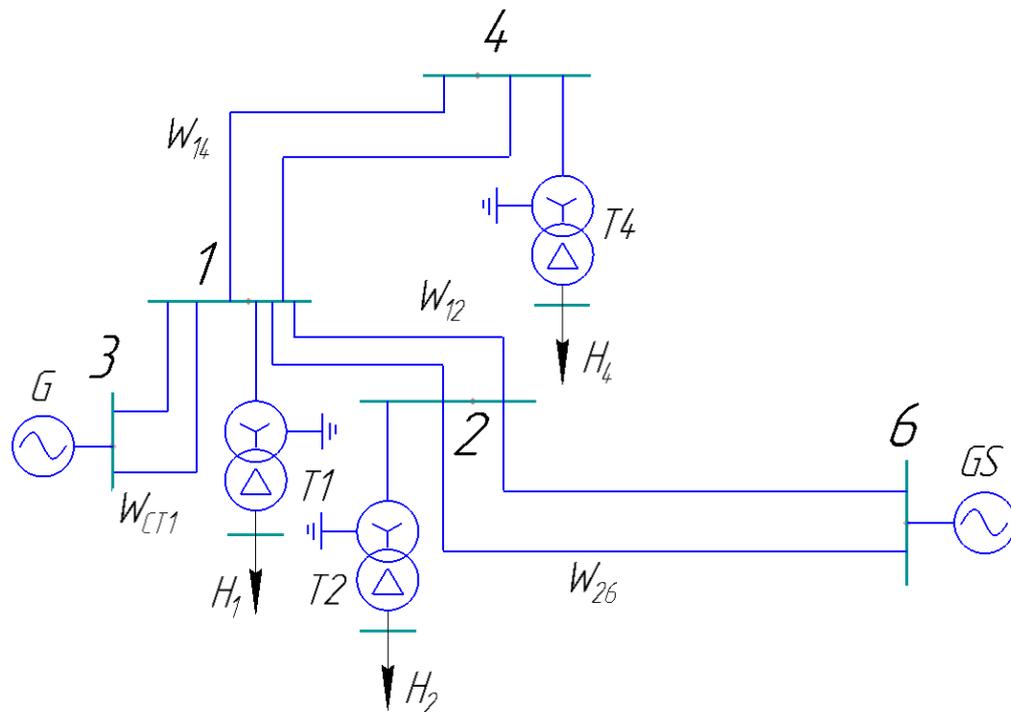


Рис. 14. Расчётная схема

Обобщённые нагрузки представляются в схеме замещения малыми ЭДС ($E = 0,85$), но большим сопротивлением. Следовательно, ток, посылаемый этим источником питания от обобщённой нагрузки к месту короткого замыкания, будет относительно мал по сравнению с токами от других источников питания и поэтому, для упрощения мы пренебрегаем учётом влияния нагрузок на подпитку места короткого замыкания, то есть исключим из рассмотрения эти нагрузки.

$$\left| \frac{10,5 - 10,52}{10,5} \right| \cdot 100\% \leq \frac{1,78}{2} \quad (3.9)$$

$$0,222\% \leq 0,890\%$$

Для остальных п/ст расчёт происходит таким же образом. Результаты расчёта для нормального максимального режима представлены в таблице 3.5, для послеаварийного режима – в таблице 3.6.

Таблица 3.5. Расчёт отпаек РПН для нормального максимального режима

№ ПС	$V^{(4)}$, кВ	$U_{НОМ}^B$, кВ	$U_{НОМ}^H$, кВ	Тип РПН	$n_{ОТВ}^{СТ}$	$k_T^{ДЕЙСТВ}$	$U_{ЖЕЛ}$, кВ	$U_{ДЕЙСТВ}$, кВ
1	111,0	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	2	10,56	10,50	10,51
2	109,1	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	3	10,37	10,50	10,52
4	109,8	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	3	10,37	10,50	10,59

Таблица 3.6. Расчёт ответвлений РПН для послеаварийного режима

№ ПС	$V^{(5)}$, кВ	$U_{НОМ}^B$, кВ	$U_{НОМ}^H$, кВ	Тип РПН	$n_{ОТВ}^{СТ}$	$k_T^{ДЕЙСТВ}$	$U_{ЖЕЛ}$, кВ	$U_{ДЕЙСТВ}$, кВ
1	110,5	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	2	10,56	10,50	10,46
2	108,8	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	3	10,37	10,50	10,49
4	109,4	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	3	10,37	10,50	10,55

3.4 Определение действительного уровня напряжения на шинах НН подстанций

Вычислим отпайки РПН трансформаторов, установленных на подстанции 2. Выбранные трансформаторы [табл. 2.3] имеют ступени регулирования РПН $\pm 9 \times 1,78\%$. Желаемый уровень напряжения у потребителя:

$$U_{200}^{жсел} = 10,5, \text{ кВ}$$

Напряжение одной отпайки РПН:

$$V_{отв} = \frac{\Delta k_m}{100} \cdot U_{ном}^{ВН} = \frac{1,78}{100} \cdot 115 = 2,047, \text{ кВ} \quad (3.1)$$

Расчётное напряжение ответвления:

$$U_{отв}^{расч} = \frac{V_{20}^{(4)} \cdot U_{ном}^{НН}}{U_{200}^{жсел}} = \frac{109,1 \cdot 10,5}{10,5} = 109,1, \text{ кВ} \quad (3.2)$$

где $V_{20}^{(4)}$ - значение напряжения из таблицы данных - приложение Б.

Определим расчётное число ответвлений РПН:

$$n_{отв}^{расч} = \frac{U_{ном}^{ВН} - U_{отв}^{расч}}{V_{отв}} = \frac{115,0 - 109,1}{2,047} = 2,88, \text{ отв.} \quad (3.3)$$

Тогда стандартное число ответвлений

$$n_{отв}^{ст} = 3, \text{ отв.} \quad (3.4)$$

Стандартное напряжение ответвления:

$$U_{отв}^{станд} = U_{ном}^{ВН} - n_{отв}^{ст} \cdot V_{отв} = 115,0 - 3 \cdot 2,047 = 108,8, \text{ кВ} \quad (3.5)$$

Действительный коэффициент трансформации:

$$k_m^\delta = \frac{U_{отв}^{отв}}{U_{ном}^{НН}} = \frac{108,8}{10,5} = 10,56, \text{ кВ} \quad (3.6)$$

Действительный уровень напряжения у электропотребителей:

$$U_{200}^\delta = \frac{V_{20}^{(4)}}{k_m^\delta} = \frac{109,1}{10,52} = 10,52, \text{ кВ} \quad (3.7)$$

Проверим правильность расчётов:

$$\left| \frac{U_{200}^{жсел} - U_{200}^\delta}{U_{200}^{жсел}} \right| \cdot 100\% \leq \frac{V_{отв}\%}{2}, \quad (3.8)$$

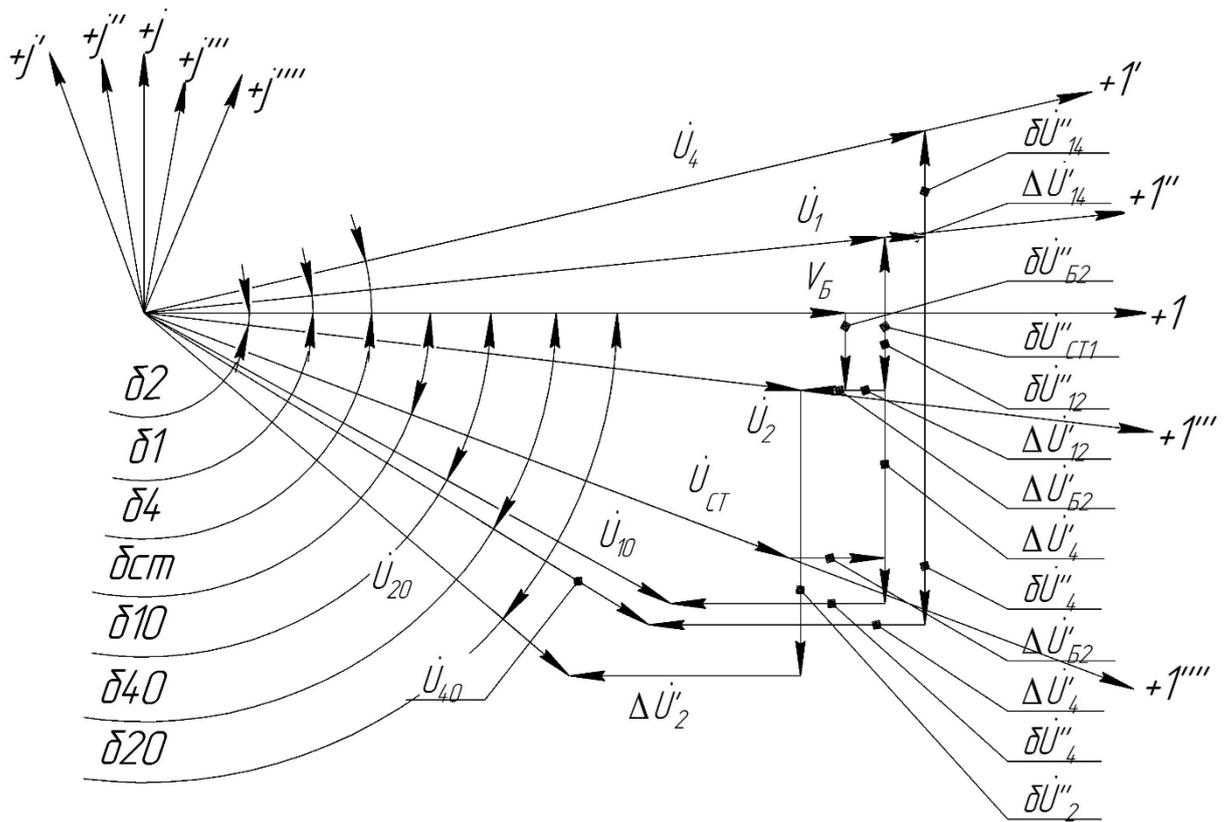


Рис. 13. Векторная диаграмма напряжений

3.3 Расчёт режимов на ЭВМ

Расчёт нормального максимального и послеаварийного режимов выполним с помощью программы «Режим». Файлы исходных данных, таблицы результатов и эквивалентная схема замещения с нанесёнными результатами расчётов приведены в приложениях. Параметры провода в послеаварийном режиме представлены в таблице 3.4.

При анализе расчетов установившегося режима видно, что положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не превышают 10% от номинального значения напряжения [8], а, следовательно, спроектированная РЭС является приемлемой по техническим и экономическим условиям и не требует решения вопросов о регулировании напряжения.

Таблица 3.4. Параметры провода ВЛ в послеаварийном режиме

Участок схемы	$F_{ст}$, мм ²	Длина участка, км	Z_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	$Z_{экр}$, Ом	$b_c \cdot 10^{-6}$, См
Ст-1	240	17,0	0,120+j0,405	2,81	2,04+ j6,88	47,7

$$= 115 - \frac{90,0 \cdot 1,02 + 63,5 \cdot 3,44}{116,1} - j \frac{90,0 \cdot 3,44 - 63,5 \cdot 1,02}{116,1} = 118,8 + j2,11 =$$

$$= 118,8e^{-j1,06^\circ},$$

$$\dot{U}'_{CT}{}^{(2)} = V_{CT}{}^{(2)} e^{-j(\delta_1^{(2)} + \delta_2^{(2)} + \delta_{CT}^{(2)})} = 118,8e^{j(-0,244^\circ + 0,430^\circ + 1,02^\circ)} = 118,8e^{j1,20^\circ},$$

В результате двух итераций получим значения перетоков мощности по линиям и напряжения в узлах. Сведём полученные данные в таблицу 3.2.

Таблица 3.2. Значения напряжения в узлах после 2 итерации

№ узла	$U_i^{(1)}$, кВ	δ_i , градус	$U_{i0}^{(1)}$, кВ	δ_{i0} , градус
СТ	118,8	1,20	-	
1	116,1	0,185	111,0	-3,30
2	114,2	-0,244	109,1	-4,15
4	114,7	0,019	109,8	-3,43
Б	115,0	0,00	-	

$$U_B = 115, U_{CT} = 118,8e^{j1,20^\circ},$$

$$U_1 = 116,1e^{j0,185^\circ}, U_2 = 114,2e^{-j0,244^\circ}, U_4 = 114,7e^{j0,019^\circ},$$

$$\dot{U}'_{10}{}^{(1)} = 111,0e^{-j3,30^\circ}, \dot{U}'_{20}{}^{(1)} = 109,1e^{-j4,15^\circ}, \dot{U}'_{40}{}^{(1)} = 109,8e^{-j3,43^\circ}.$$

Таблица 3.3. Определение расчётных нагрузок узлов на второй итерации, МВ·А,

Линия	\underline{S}_i	$\Delta \underline{S}_i$	$\Delta \underline{S}_{xi}$
СТ	$90,0 + j62,8$	-	-
1-10	$29,0 + j18,2$	$0,121 + j2,64$	$0,039 + j0,117$
2-20	$50,0 + j28,3$	$0,195 + j4,81$	$0,043 + j0,221$
4-40	$18,0 + j10,8$	$0,078 + j1,59$	$0,024 + j0,096$
6	$9,12 + j0,65$	-	-

Линия	$\underline{S}'_{ij}{}^H$	$\underline{S}'_{ij}{}^H$	$\Delta \underline{S}_{ij}$	$\underline{S}'_{ij}{}^K$	$\underline{S}'_{ij}{}^K$
СТ-1	-	-	$0,875 + j2,95$	$89,1 + j60,5$	$89,1 + j61,2$
1-4	$18,3 + j10,9$	$18,3 + j11,7$	$0,190 + j0,197$	$18,1 + j11,7$	$18,1 + j12,5$
1-2	$41,6 + j29,2$	$41,6 + j29,9$	$0,466 + j0,799$	$41,2 + j29,1$	$41,2 + j29,8$
2-6	$9,03 + j3,62$	$9,06 + j1,86$	$0,052 + j0,054$	$9,12 + j1,91$	$9,12 + j0,65$

На основе данных таблицы 3.3 строим векторную диаграмму напряжений. Для большей наглядности пренебрегаем масштабом. Векторная диаграмма представлена на рисунке 13.

$$\underline{S}_{CT1}^H = \underline{S}_{CT}^{pacq} + jQ'_{CT1} = 90,0 + j62,8 + j0,67 = 90,0 + j63,5,$$

$$\Delta \underline{S}_{CT1} = \frac{(P_{CT1}^H)^2 + (Q_{CT1}^H)^2}{(U_{CT}^{(1)})^2} Z_{CT1} = \frac{(90,0)^2 + (63,5)^2}{(118,8)^2} (1,02 + j3,44) = 0,875 + j2,95$$

$$\underline{S}_{CT1}^K = \underline{S}_{CT1}^H - \Delta \underline{S}_{CT1} = 90,0 + j63,5 - 0,875 - j2,95 = 89,1 + j60,5,$$

$$\underline{S}_{CT1}^{IK} = \underline{S}_{CT1}^K + jQ''_{CT1} = 89,1 + j60,5 + j0,64 = 89,1 + j61,2,$$

$$\underline{S}_{14}^{IK} = \underline{S}'_4 + \Delta S_{X4} = 18,1 + j12,4 + 0,02 + j0,10 = 18,1 + j12,5,$$

$$\underline{S}_{14}^K = \underline{S}_{14}^{IK} - jQ''_{14} = 18,1 + j12,5 - j0,85 = 18,1 + j11,7,$$

$$\Delta \underline{S}_{14} = \frac{(P_{14}^H)^2 + (Q_{14}^H)^2}{(U_1^{(1)})^2} Z_{14} = \frac{(18,1)^2 + (11,5)^2}{(116,1)^2} (5,45 + j5,65) = 0,190 + j0,197$$

$$\underline{S}_{14}^H = \underline{S}_{14}^K + \Delta \underline{S}_{14} = 18,1 + j11,5 - 0,190 - j0,197 = 18,3 + j11,7,$$

$$\underline{S}_{14}^{IH} = \underline{S}_{14}^H - jQ'_{14} = 18,3 + j11,7 - j0,86 = 18,3 + j10,9,$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12}^{IH} &= \underline{S}_{CT1}^{IK} - \underline{S}_{14}^{IH} - \underline{S}_1^I - \Delta \underline{S}_{X1} = \\ &= 89,1 + j60,9 - 18,3 - j10,9 - 29,1 - j20,7 - 0,04 - j0,12 = \\ &= 41,6 + j29,2, \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^{IH} + jQ'_{12} = 41,6 + j29,2 + j0,68 = 41,6 + j29,9,$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{(U_1^{(1)})^2} Z_{12} = \frac{(41,6)^2 + (29,9)^2}{(116,1)^2} (2,39 + j4,10) = 0,466 + j0,799,$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12}^H - \Delta \underline{S}_{12} = 41,6 + j29,9 - 0,466 - j0,799 = 41,2 + j29,1,$$

$$\underline{S}_{12}^{IK} = \underline{S}_{12}^K + jQ''_{12} = 41,2 + j29,1 + j0,672 = 41,2 + j29,8,$$

$$\underline{S}_{26}^{IH} = -(\underline{S}_{12}^{IK} - \underline{S}_2^I - \Delta \underline{S}_{X2}) = -(41,2 + j29,8 - 50,2 - j33,1 - 0,04 - j0,22) = 9,03 + j3,62,$$

$$\underline{S}_{26}^H = \underline{S}_{26}^{IH} - jQ''_{26} = 9,06 + j3,12 - j1,26 = 9,06 + j1,86,$$

$$\Delta \underline{S}_{26} = \frac{(P_{26}^H)^2 + (Q_{26}^H)^2}{(V_6)^2} Z_{26} = \frac{(9,06)^2 + (1,86)^2}{(115)^2} (8,00 + j8,30) = 0,052 + j0,054,$$

$$\underline{S}_{26}^K = \underline{S}_{26}^H - \Delta \underline{S}_{26} = 9,06 + j1,86 - 0,052 - j0,054 = 9,12 + j1,91,$$

$$\underline{S}_{26}^{IK} = \underline{S}_{26}^K + jQ'_{26} = 41,2 + j29,1 + j0,68 = 41,2 + j0,65,$$

Определим U_i напряжения в узлах, кВ,

$$V_B = 115,$$

$$\dot{U}_2^{(2)} = V_B - \frac{P_{26}^K \cdot R_{26} + Q_{26}^K \cdot X_{26}}{V_B} - j \frac{P_{26}^K \cdot X_{26} - Q_{26}^K \cdot R_{26}}{V_B} =$$

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

$$\begin{aligned} \dot{U}'_{40} &= V_{40}^{(1)} e^{-j(\delta_1^{(1)} + \delta_2^{(1)} + \delta_4^{(1)} + \delta_{40}^{(1)})} = 109,8e^{-j(0,263^\circ - 0,428^\circ + 0,170^\circ + 3,45^\circ)} \\ &= 109,9e^{-j3,45^\circ}, \\ \dot{U}'_{CT} &= V_1^{(1)} - \frac{P_{CT1}^K \cdot R_{CT1} + Q_{CT1}^K \cdot X_{CT1}}{V_1^{(1)}} - j \frac{P_{CT1}^K \cdot X_{CT1} - Q_{CT1}^K \cdot R_{CT1}}{V_1^{(1)}} = \\ &= 111,0 - \frac{90,0 \cdot 1,02 + 63,4 \cdot 3,44}{111,0} - j \frac{90,0 \cdot 3,44 - 63,4 \cdot 1,02}{111,0} = \\ &= 118,8 + j2,11 = 118,8e^{-j1,02^\circ}, \\ \dot{U}'_{CT} &= V_{CT}^{(1)} e^{-j(\delta_1^{(1)} + \delta_2^{(1)} + \delta_{CT}^{(1)})} = 118,8e^{j(-0,263^\circ + 0,428^\circ + 1,02^\circ)} = 118,8e^{j1,18^\circ}. \end{aligned}$$

Конец первой итерации.

Для уточнения действительных напряжений U_i , кВ, в узлах производится расчёт 2 итерации. Во втором приближении используем уже найденные напряжения в узлах и производим расчёт потокораспределения.

Итерация 2.

Обозначим напряжения в каждом узле, кВ,

$$\begin{aligned} U_B &= 115, U_{CT} = 118,8e^{j1,18^\circ}, \\ U_1 &= 116,1e^{j0,165^\circ}, U_2 = 114,2e^{-j0,263^\circ}, U_4 = 114,7e^{j0,005^\circ}, \\ \dot{U}'_{10} &= 111,1e^{-j3,31^\circ}, \dot{U}'_{20} = 109,2e^{-j4,16^\circ}, \dot{U}'_{40} = 109,9e^{-j3,45^\circ}, \end{aligned}$$

Определяем расчётные нагрузки узлов, МВ·А,

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{T1} &= \frac{(P_{п/ст1}^{\text{расч}})^2 + (Q_{п/ст1}^{\text{расч}})^2}{(U_{10}^{(1)})^2} \underline{Z}_{T1} = \frac{(29,0)^2 + (18,2)^2}{(111,1)^2} (1,27 + j27,8) \\ &= 0,121 + j2,64, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{T2} &= \frac{(P_{п/ст2}^{\text{расч}})^2 + (Q_{п/ст2}^{\text{расч}})^2}{(U_{20}^{(1)})^2} \underline{Z}_{T2} = \frac{(50,0)^2 + (28,3)^2}{(109,2)^2} (0,70 + j17,4) \\ &= 0,195 + j4,81, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{T4} &= \frac{(P_{п/ст4}^{\text{расч}})^2 + (Q_{п/ст4}^{\text{расч}})^2}{(U_{40}^{(1)})^2} \underline{Z}_{T4} = \frac{(18,0)^2 + (10,8)^2}{(109,9)^2} (2,14 + j43,4) \\ &= 0,078 + j1,59, \end{aligned}$$

$$\underline{S}'_1 = \underline{S}_{п/ст1}^{\text{расч}} + \Delta \underline{S}_{T1} = 29,0 + j18,2 + 0,121 + j2,64 = 29,1 + j20,9,$$

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_{п/ст2}^{\text{расч}} + \Delta \underline{S}_{T2} = 50,0 + j28,3 + 0,195 + j4,81 = 50,2 + j33,1,$$

$$\underline{S}'_4 = \underline{S}_{п/ст4}^{\text{расч}} + \Delta \underline{S}_{T4} = 18,0 + j10,8 + 0,078 + j1,59 = 18,1 + j12,4,$$

$$\begin{aligned}
V_B &= 115, \\
\dot{U}_2^{(1)} &= V_B - \frac{P_{26}^K \cdot R_{26} + Q_{26}^K \cdot X_{26}}{V_B} - j \frac{P_{26}^K \cdot X_{26} - Q_{26}^K \cdot R_{26}}{V_B} = \\
&= 115 - \frac{9,12 \cdot 8,00 + 1,91 \cdot 8,30}{115} - j \frac{9,12 \cdot 8,30 - 1,91 \cdot 8,00}{115} = 114,2 - j0,52 = \\
&= 114,2e^{-j0,263^\circ}, \\
\dot{U}'_2^{(1)} &= \dot{U}_2^{(1)} = 114,2e^{-j0,263^\circ}, \\
\dot{U}_{20}^{(1)} &= V_2^{(1)} - \Delta \dot{U}_{26} = V_B - \frac{P_2^I \cdot R_{T2} + Q_2^I \cdot X_{T2}}{V_2^{(1)}} - j \frac{P_2^I \cdot X_{T2} + Q_2^I \cdot R_{T2}}{V_2^{(1)}} = \\
&= 115 - \frac{50,2 \cdot 0,70 + 32,7 \cdot 17,4}{114,2} - j \frac{50,2 \cdot 17,4 - 32,7 \cdot 0,70}{114,2} = 108,9 - j7,42 = \\
&= 109,2e^{-j3,90^\circ}, \\
\dot{U}'_{20}^{(1)} &= V_{20}^{(1)} e^{-j(\delta_2^{(1)} + \delta_{20}^{(1)})} = 109,2e^{-j(0,263^\circ + 3,90^\circ)} = 109,1e^{-j4,16^\circ}, \\
\dot{U}'_1^{(1)} &= V_2^{(1)} - \frac{P_{12}^K \cdot R_{12} + Q_{12}^K \cdot X_{12}}{V_2^{(1)}} - j \frac{P_{12}^K \cdot X_{12} - Q_{12}^K \cdot R_{12}}{V_2^{(1)}} = \\
&= 114,2 - \frac{41,2 \cdot 2,39 + 29,1 \cdot 4,10}{114,2} - j \frac{41,2 \cdot 4,10 - 29,1 \cdot 2,39}{114,2} = \\
&= 116,1 + j0,87 = 116,1e^{j0,428^\circ}, \\
\dot{U}'_1^{(1)} &= V_1^{(1)} e^{-j(\delta_2^{(1)} + \delta_1^{(1)})} = 116,1e^{-j(0,263^\circ - 0,428^\circ)} = 116,1e^{j0,165^\circ}, \\
\dot{U}_{10}^{(1)} &= V_1^{(1)} - \Delta \dot{U}_{12} = V_1 - \frac{P_1^I \cdot R_{T1} + Q_1^I \cdot X_{T1}}{V_1^{(1)}} - j \frac{P_1^I \cdot X_{T1} + Q_1^I \cdot R_{T1}}{V_1^{(1)}} = \\
&= 115 - \frac{29,1 \cdot 1,27 + 20,7 \cdot 27,8}{115} - j \frac{29,1 \cdot 27,8 - 20,7 \cdot 1,27}{115} = 110,9 - j6,74 = \\
&= 111,1e^{-j3,48^\circ}, \\
\dot{U}'_{10}^{(1)} &= V_{10}^{(1)} e^{-j(\delta_2^{(1)} + \delta_1^{(1)} + \delta_{10}^{(1)})} = 111,1e^{j(0,263^\circ - 0,428^\circ + 3,48^\circ)} = 111,0e^{-j3,31^\circ}, \\
\dot{U}'_4^{(1)} &= V_1^{(1)} - \frac{P_{14}^K \cdot R_{14} + Q_{14}^K \cdot X_{14}}{V_1^{(1)}} - j \frac{P_{14}^K \cdot X_{14} - Q_{14}^K \cdot R_{14}}{V_1^{(1)}} = \\
&= 116,1 - \frac{18,3 \cdot 5,45 + 11,7 \cdot 5,65}{116,1} - j \frac{18,3 \cdot 5,65 - 11,7 \cdot 5,45}{116,1} = \\
&= 114,7 - j0,34 = 114,7e^{-j0,170^\circ}, \\
\dot{U}'_4^{(1)} &= V_4^{(1)} e^{-j(\delta_4^{(1)} + \delta_2^{(1)} + \delta_1^{(1)})} = 111,0e^{-j(-0,170^\circ - 0,263^\circ + 0,428^\circ)} = \\
&= 111,0e^{-j0,005^\circ}, \\
\dot{U}_{40}^{(1)} &= V_4^{(1)} - \Delta \dot{U}_{14} = V_4 - \frac{P_4^I \cdot R_{T4} + Q_4^I \cdot X_{T4}}{V_4^{(1)}} - j \frac{P_4^I \cdot X_{T4} + Q_4^I \cdot R_{T4}}{V_4^{(1)}} = \\
&= 111,0 - \frac{18,1 \cdot 2,14 + 12,3 \cdot 43,4}{111,0} - j \frac{18,1 \cdot 43,4 - 12,3 \cdot 2,14}{111,0} = \\
&= 109,7 - j6,61 = 109,9e^{-j3,45^\circ},
\end{aligned}$$

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

ВКР-130302.05 ПЗ

Лист

32

3.2 Расчёт потокораспределения и напряжений

Для расчёта имеются схема замещения, мощности нагрузок, напряжение в балансирующем узле $U_B = 115$ кВ. Используем для расчёта метод последовательных приближений (итерационный метод), поскольку для прямого расчёта недостаточно исходных данных.

В качестве начального приближения в первой итерации по определению потокораспределения примем номинальное напряжения в 115 кВ. Далее определяем напряжение в узлах по известному потокораспределению. Во второй итерации необходимо повторить расчёты с учётом найденных напряжений в первой итерации.

Итерация 1.

Принимаем напряжение во всех узлах $U_i^{(0)}$, кВ,

$$U_i^{(0)} = 115.$$

Определяем зарядную мощность jQ'_{ij} в начале и jQ''_{ij} в конце ij участка, Мвар,

$$jQ'_{ij} = jQ''_{ij} = j \frac{B_{cij}}{2} U_i.$$

Сведём расчёт зарядных мощностей в таблицу 3.1.

Таблица 3.1. Зарядные мощности линий

№ линии	СТ-1	1-4	1-2	Б-2	Итерация
$jQ'_{ij}(jQ''_{ij})$	$j0,631$	$j0,858$	$j0,675$	$j1,261$	1
$\frac{jQ'_{ij}}{jQ''_{ij}}$	$\frac{j0,673}{j0,643}$	$\frac{j0,876}{j0,847}$	$\frac{j0,689}{j0,672}$	$\frac{j1,261}{j1,244}$	2

Определяем расчётные нагрузки узлов, МВ·А,

$$\Delta S_{T1} = \frac{(P_{п/ст1}^{расч})^2 + (Q_{п/ст1}^{расч})^2}{(U_{10}^{(0)})^2} Z_{T1} = \frac{(29,0)^2 + (18,2)^2}{(115)^2} (1,27 + j27,8)$$

$$= 0,113 + j2,46,$$

$$\Delta S_{T2} = \frac{(P_{п/ст2}^{расч})^2 + (Q_{п/ст2}^{расч})^2}{(U_{20}^{(0)})^2} Z_{T2} = \frac{(50,0)^2 + (28,3)^2}{(115)^2} (0,70 + j17,4)$$

$$= 0,175 + j4,34,$$

$$\Delta S_{T4} = \frac{(P_{п/ст4}^{расч})^2 + (Q_{п/ст4}^{расч})^2}{(U_{40}^{(0)})^2} Z_{T4} = \frac{(18,0)^2 + (10,8)^2}{(115)^2} (2,14 + j43,4)$$

$$= 0,072 + j1,45,$$

												Лист
												30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								

3 Электрическая часть

В электрической части ВКР производим расчёт установившихся режимов ЭС, т.е. определение протокораспределения, потерь мощности в элементах сети, модулей и фаз напряжений в узлах ЭС в нормальном максимальном режиме (ручной расчёт с проверкой на ЭВМ) и в послеаварийном режиме при отключении (обрыве) линии СТ-1 (расчёт на ЭВМ). Расчёт на ЭВМ производим в программном комплексе «REGIM», результаты которого представлены в приложениях А, Б, В и Г.

На основе расчётов делаем вывод о приемлемости режимов по техническим и экономическим условиям, необходимости регулирования напряжения для обеспечения необходимого уровня на шинах подстанции и станции, а также выяснения дальнейшего повышения экономичности работы ЭС.

3.1 Составление эквивалентной схемы замещения

Расчётную схему замещения сети получим в результате объединения схем замещения отдельных элементов в соответствии со схемой электрических соединений. Эквивалентные параметры отдельных элементов были рассчитаны выше (табл. 2.3, 2.4). Схема замещения ЭС представлена на рисунке

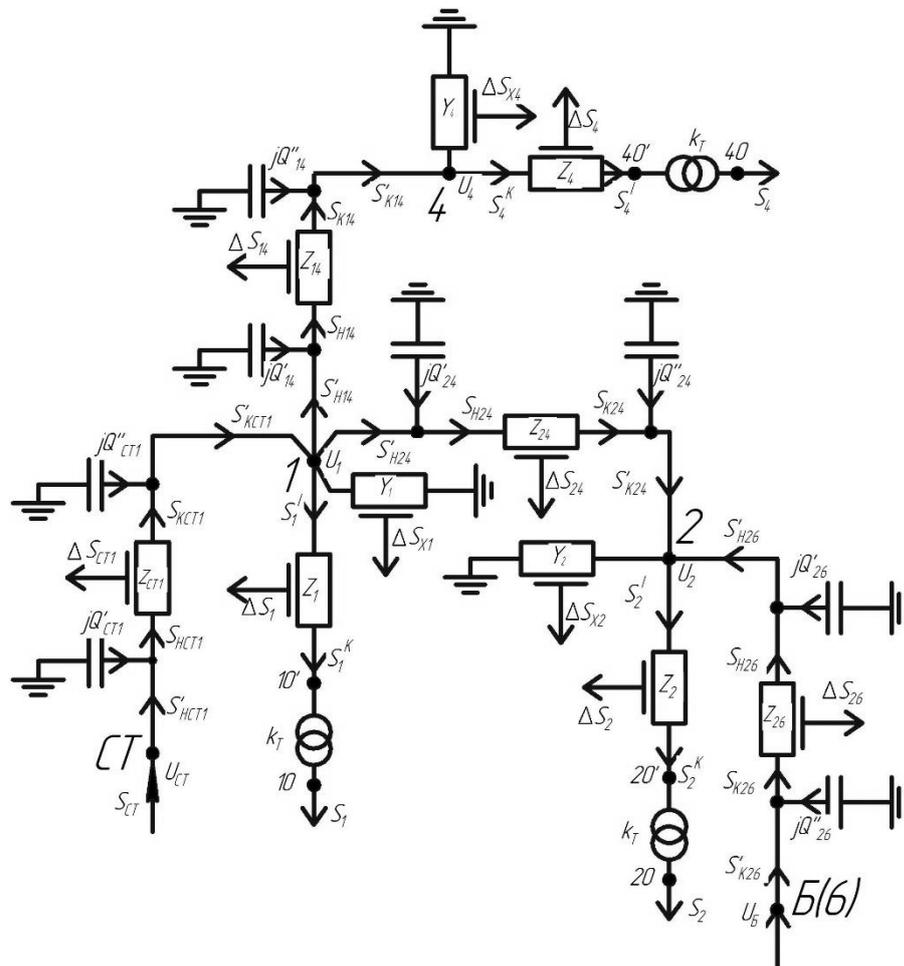


Рис. 12. Схема замещения ЭС

$$Y_{mp}^{\circ} = (G_{mp} - B_{mp}) \cdot 2 = \left(\Delta P_{xx} - j \frac{I_{xx} \cdot S_H}{100} \right) \frac{n_{mp}}{U_H^2}; \quad (2.12)$$

$$\Delta S_{xx.1,2,4}^{\circ} = Y_{mp.1,2,4}^{*\circ} \cdot U_H^2. \quad (2.13)$$

Рассчитаем полные сопротивления:

$$\underline{Z}_{m1}^{\circ} = \left(\frac{0,120}{25} + j \frac{10,5}{100} \right) \frac{115^2}{2 \cdot 25} = 1,270 + j27,77 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{m2}^{\circ} = \left(\frac{0,170}{40} + j \frac{10,5}{100} \right) \frac{115^2}{2 \cdot 40} = 0,703 + j17,36 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{m4}^{\circ} = \left(\frac{0,083}{16} + j \frac{10,5}{100} \right) \frac{115^2}{2 \cdot 16} = 2,144 + j43,39 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем полные проводимости:

$$Y_{mp1}^{\circ} = \left(19 \cdot 10^3 - j \frac{0,23 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} \right) \frac{2}{115^2 \cdot 10^6} = (2,87 - j8,70) \cdot 10^{-6} \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$Y_{mp2}^{\circ} = \left(22 \cdot 10^3 - j \frac{0,28 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} \right) \frac{2}{115^2 \cdot 10^6} = (3,33 - j16,9) \cdot 10^{-6} \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$Y_{mp4}^{\circ} = \left(12 \cdot 10^3 - j \frac{0,30 \cdot 16 \cdot 10^6}{100} \right) \frac{2}{115^2 \cdot 10^6} = (1,82 - j7,26) \cdot 10^{-6} \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Рассчитаем потери холостого хода:

$$\Delta S_{xx.1}^{\circ} = (2,87 - j8,70) \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 0,0380 + j0,115 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{xx.2}^{\circ} = (3,33 - j16,9) \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 0,0440 + j0,224 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{xx.5}^{\circ} = (1,82 - j7,26) \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 0,0240 + j0,0960 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Все расчётные данные сведём в таблицу 2.4

Таблица 2.4. Расчетные данные трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	Кол Т	$\underline{Z}_{тр}$, Ом	$\Delta S_{xx.}^{\circ}$, МВ·А	$\underline{Z}_{тр}^{\circ}$, Ом	$Y_{тр}^{\circ}$, СМ·10 ⁻⁶
1	ТДН-25000/110	2	2,539+j55,54	130	1,270+j27,77	2,87-j8,70
2	ТДН-40000/110	2	1,405+j34,72	1920	0,703+j17,36	3,33-j1,69
4	ТДН-16000/110	2	4,288+j86,79	1150	2,144+j43,39	1,82-j7,26

$$S_{откл} = S_2 - S_2^l = 57,47 - 56,0 = 1,5$$

Максимальный коэффициент участия потребителей I–II категории для подстанции 2,

$$k_{I-II} = \frac{56,0}{57,47} = 0,974$$

Выбор трансформаторов на подстанции 4.

$$S_4 = \sqrt{18,0^2 + 10,8^2} = 21,0 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{тр}^{ном} = \frac{S_4 \cdot 1}{1,4} = \frac{21,0 \cdot 1}{1,4} = 15,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем ближайшее большее значение $S_{тр}^{ном}$ для $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$, выбираем трансформатор 2х ТДН-16000/110.

$$K_3^{нр} = \frac{S_4}{n_{тр} \cdot S_{тр}^{ном}} \cdot 100\% = \frac{21,0}{2 \cdot 16} \cdot 100\% = 65,7 \%$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{S_4}{S_{тр}^{ном}} \cdot 100\% = \frac{21,0}{16} \cdot 100\% = 131 \%$$

Выбранные мощности трансформаторов для каждой подстанции входят в пределы допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

Сведём в таблицу параметры выбранных нами трансформаторов для каждой подстанции (таблица 2.3).

Таблица 2.3. Паспортные данные трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	Ко л. Т	$U_{ном}$, кВ		Тип РПН	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$u_{кз}$, %
			ВН	НН					
1	ТДН-25000/110	2	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	19	120	0,23	10,5
2	ТДН-40000/110	2	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	22	170	0,28	10,5
4	ТДН-16000/110	2	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	12	83	0,30	10,5

Рассчитаем эквивалентные параметры трансформаторов по формулам:

$$\underline{Z}_m^{\partial} = \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{тр}^{ном}} + j \frac{u_{кз}}{100} \right) \frac{U_{ном}^2}{n_{тр} \cdot S_{тр}^{ном}}; \quad (2.11)$$

$$S_{mp}^{ном} = \frac{S_2 \cdot 1}{1,4} = \frac{57,5 \cdot 1}{1,4} = 41,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем ближайшее значение $S_{тр}^{ном}$ для $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$, выбираем трансформатор 2х ТДН-40000/110.

$$K_3^{нр} = \frac{S_2}{n_{mp} \cdot S_{mp}^{ном}} \cdot 100\% = \frac{57,5}{2 \cdot 40} \cdot 100\% = 71,8 \%$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{S_3}{S_{mp}^{ном}} \cdot 100\% = \frac{57,5}{40} \cdot 100\% = 144\%$$

Оптимальное значение коэффициента загрузки в нормальном максимальном режиме должно лежать в диапазоне 60-70% [1, с.171]. Полученное значение не принадлежит данному диапазону.

Перегрузка трансформатора не должна превышать 40 %, то есть коэффициент перегрузки не должен превышать 1,4. [1, с. 170].

$$K_3^{н/ав} < 1,4,$$

$$1,437 > 1,4.$$

Выбранный трансформатор не проходит по коэффициенту аварийной перегрузки.

Если принять к установке трансформатор ТДН-63000/110, коэффициент загрузки будет равным,

$$K_3^{нр} = \frac{57,47}{2 \cdot 63} = 0,456$$

Оптимальное значение коэффициента загрузки должно лежать в диапазоне (0,6 - 0,7). Однако значение 0,456 далеко от оптимального диапазона, что приведёт к излишним капвложениям. Поэтому принимаем к установке трансформатор ТДН-40000/110/10-УХЛ1 [11] с условием отключения потребителей 3 категории при превышении коэффициента загрузки для любого из трансформаторов выше 1.4 на недопустимую длительность.

Мощность при коэффициенте загрузки трансформаторов 0,7, МВА,

$$S_2^l = K_3^{нр} \cdot n_{mp} \cdot S_{mp}^{ном} = 0,7 \cdot 2 \cdot 40 = 56,0 \quad (2.10)$$

Максимальная мощность потребителей 3 категории, которую потребуется временно отключить при недопустимой перегрузке трансформаторов, МВА,

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата		26

2.2 Выбор силовых трансформаторов на подстанциях

На узловых подстанциях, а также на подстанциях I (II) категории устанавливаются, как правило не менее двух трансформаторов или автотрансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них [1, с. 170].

Расчетная мощность одного трансформатора,

$$S_{ном}^{тр} = \frac{S_{нагр}^{n/ст} \cdot k_{I-II}}{k_{ав}} \quad (2.7)$$

где k_{I-II} – коэффициент участия потребителей I–II категории,
 $k_{ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки.

Коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции, в нормальном режиме, определяется

$$K_3 = \frac{S_{макс}}{n_T \cdot S_{ном}^{тр}} \cdot 100\% \leq 70\% \quad (2.8)$$

в послеаварийном режиме

$$K_3^{п/ав} = \frac{S_{макс}}{S_{ном}^{тр}} \cdot 100\% \leq 140\% \quad (2.9)$$

Выбор трансформаторов на подстанции 1.

$$S_1 = \sqrt{29,0^2 + 18,2^2} = 34,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{ном}^{тр} = \frac{S_1 \cdot 1}{1,4} = \frac{34,3 \cdot 1}{1,4} = 24,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем ближайшее большее значение из стандартного ряда мощностей трансформаторов $S_{тр}^{ном}$ для $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$, выбираем трансформатор 2х ТДН –25000/110.

$$K_3^{нр} = \frac{S_1}{n_{тр} \cdot S_{ном}^{тр}} \cdot 100\% = \frac{34,3}{2 \cdot 25} \cdot 100\% = 68,5 \%$$

$$K_3^{п/ав} = \frac{S_1}{S_{ном}^{тр}} \cdot 100\% = \frac{34,3}{25} \cdot 100\% = 137 \%$$

Выбор трансформаторов на подстанции 2.

$$S_2 = \sqrt{50,0^2 + 28,3^2} = 57,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

					ВКР–130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата		25

$$I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = \frac{8,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 23 \text{ A};$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{23}{1,1} = 21 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{Б2}}^{\text{ст}} = 70 \text{ мм}^2 \geq F_{\text{мин}}^{\text{кор}} = 21 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС 70/11.

Проверка по допустимому току

$$I_{\text{раб}}^{\text{макс}} < I_{\text{доп}}$$

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ A} > I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = 23 \text{ A}$$

Выбранные сечение проводов удовлетворяет требуемым условиям.

Таблица 2.1. Выбор сечений проводов ВЛ

Участок схемы	$n_{\text{ц}}$, ШТ	S_{ij} , МВ · А ²	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{раб}}^{\text{макс}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А
Ст-1	2	110	АС 240/32	288	605
1-4	2	21,0	АС 70/11	55,1	265
1-2	2	54,6	АС 120/19	143	390
Б-2	2	8,8	АС 70/11	23	265

Параметры ВЛ рассчитываются по следующим формулам:

$$\underline{Z}_{\text{экв}} = \frac{\underline{Z}_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}; \quad (2.5)$$

$$b_c = b_0 \cdot l \cdot n_{\text{ц}}. \quad (2.6)$$

Все расчётные данные сведём в таблицу 2.2

Таблица 2.2. Параметры проводов ВЛ

Участок схемы	$F_{\text{ст}}$, мм ²	Длина участка, км	\underline{Z}_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	$\underline{Z}_{\text{экв}}$, Ом	$b_c \cdot 10^{-6}$, См
Ст-1	240	17,0	0,120+j0,405	2,81	1,02+j3,44	95,4
1-4	70	25,4	0,428+j0,444	2,55	5,45+j5,65	130
1-2	120	19,2	0,249+j0,427	2,66	2,39+j4,10	102
Б-2	70	37,4	0,428+j0,444	2,55	8,00+j8,30	191

$$F_{\text{эк}} = \frac{288}{1,1} = 262 \text{ мм}^2$$

Стандартное значение сечения:

$$F_{\text{СТ1}}^{\text{ст}} = 240 \text{ мм}^2 \leq F_{\text{мин}}^{\text{кор}} = 70 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения по условию возникновения короны пройдена. Принимаем провод АС 240/32.

Проверка по допустимому току

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А} > I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = 288 \text{ А}$$

Выбор сечения на участке 1-4:

$$S_{14}^{\text{макс}} = \sqrt{18,0^2 + 10,8^2} = 21,0 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = \frac{21,0 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 55,1 \text{ А};$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{55,1}{1,1} = 50,1 \text{ мм}^2;$$

$$F_{14}^{\text{ст}} = 70 \text{ мм}^2 \geq F_{\text{мин}}^{\text{кор}} = 70 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС 70/11.

Проверка по допустимому току

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} > I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = 55,1 \text{ А}$$

Выбор сечения на участке 1-2:

$$S_{12}^{\text{макс}} = \sqrt{43,0^2 + 33,7^2} = 54,6 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = \frac{54,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 143 \text{ А};$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{143}{1,1} = 130 \text{ мм}^2;$$

$$F_{12}^{\text{ст}} = 120 \text{ мм}^2 \geq F_{\text{мин}}^{\text{кор}} = 70 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС 120/19.

Проверка по допустимому току

$$I_{\text{доп}} = 390 \text{ А} > I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = 143 \text{ А}$$

Выбор сечения на участке Б-2

$$S_{\text{Б2}}^{\text{макс}} = \sqrt{(-7,0)^2 + 5,40^2} = 8,8 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докum.	Подпись	Дата		23

2 Выбор основного оборудования районной электрической сети 110 кВ

2.1 Выбор сечения проводников ЛЭП методом экономической плотности тока

При проектировании линий 35-220 кВ сечение проводов выбирают по нормируемым обобщённым показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока для воздушных и кабельных линий в основных районах страны. Выбирая сечение провода по методу экономической плотности тока, мы имеем оптимальную токовую загрузку и минимальные затраты на токоведущие материалы.

Экономическое сечение

$$F_{\text{эк}} = \frac{S_{\text{ij}}^{\text{макс}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_{\text{эк}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (2.1)$$

где $S_{\text{ij}}^{\text{макс}}$ – полная мощность участка сети при максимальных нагрузках, МВ·А

$$S_{\text{ij}}^{\text{макс}} = \sqrt{P_{\text{ij}}^2 + Q_{\text{ij}}^2}; \quad (2.2)$$

где $j_{\text{эк}} = 1,1$ – экономическая плотность тока для заданных условий работы, А/мм². Принятые значения экономической плотности тока приведены в ПУЭ.

Рабочий максимальный ток не должен превышать допустимого значения тока, соответствующего выбранному сечению.

$$I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = \frac{S_{\text{ij}}^{\text{макс}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \leq I_{\text{доп}} \quad (2.3)$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб}}^{\text{макс}}}{j_{\text{эк}}} \quad (2.4)$$

Так как наша РЭС имеет класс напряжения 110 кВ, то для обеспечения приемлемого уровня потерь электроэнергии на корону необходимо выбрать сечение сталеалюминовых проводов не менее минимально допустимого $F_{\text{мин}}^{\text{кор}} = 70 \text{ мм}^2$.

Выбор сечения на участке СТ-1:

$$S_{\text{СТ1}}^{\text{макс}} = \sqrt{90,0^2 + 62,8^2} = 110 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{\text{раб}}^{\text{макс}} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 288 \text{ А};$$

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ док.м.	Подпись	Дата		22

Вариант 3

БУ $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

Подстанция 1 $n_{np} = 6$ цепь ВЛ + 2 тр = 8 => одна рабочая система шин

Подстанция 2 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии

Подстанция 4 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии

Станция 1 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

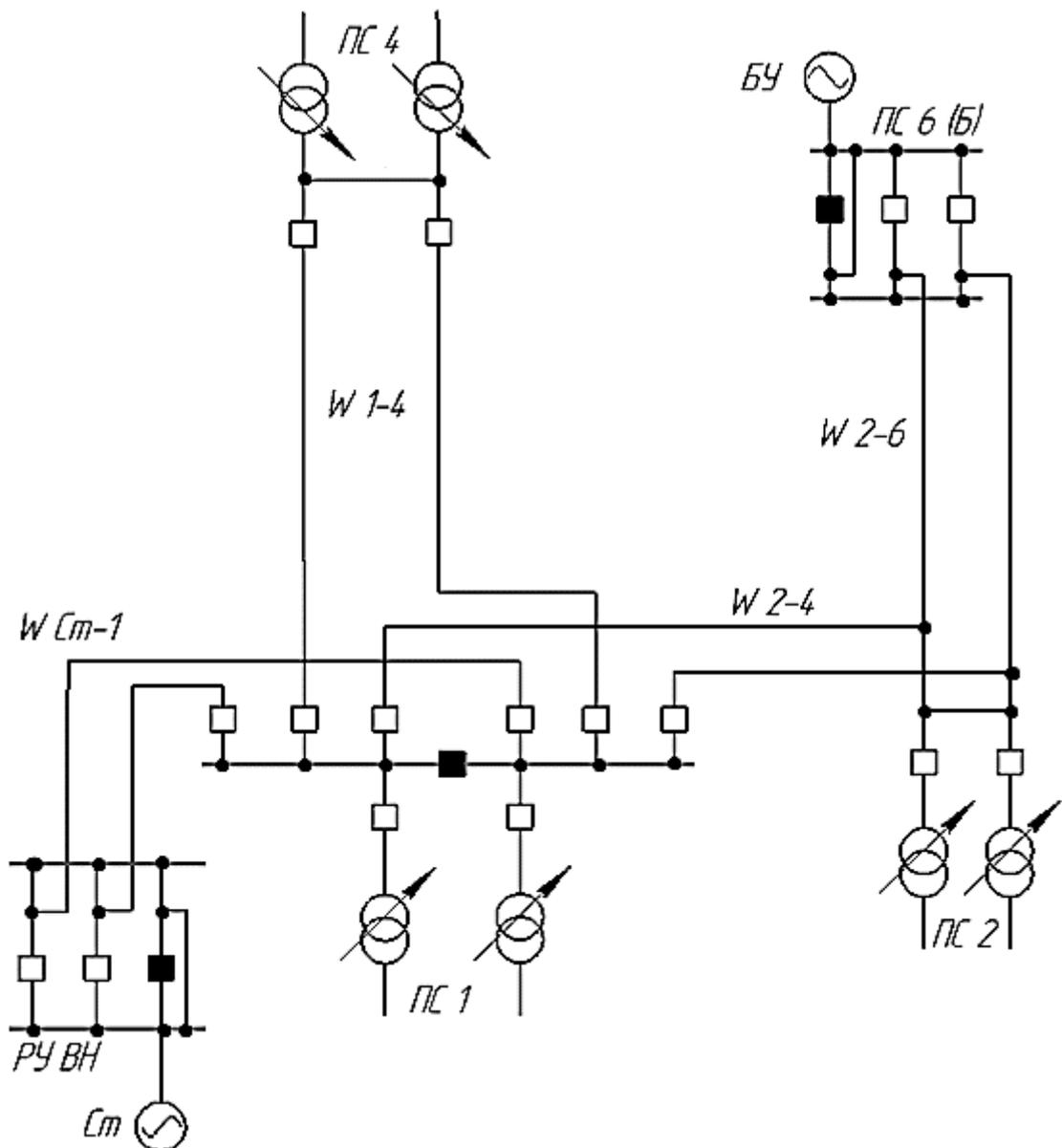


Рис. 11. Принципиальная схема электрических соединений эскиза №3

Вариант 2

БУ $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

Подстанция 1 $n_{np} = 4$ цепь ВЛ + 2 тр = 6 => одна рабочая система шин

Подстанция 2 $n_{np} = 4$ цепи ВЛ + 2 тр = 6 => одна рабочая система шин

Подстанция 4 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => мостик

Станция 1 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

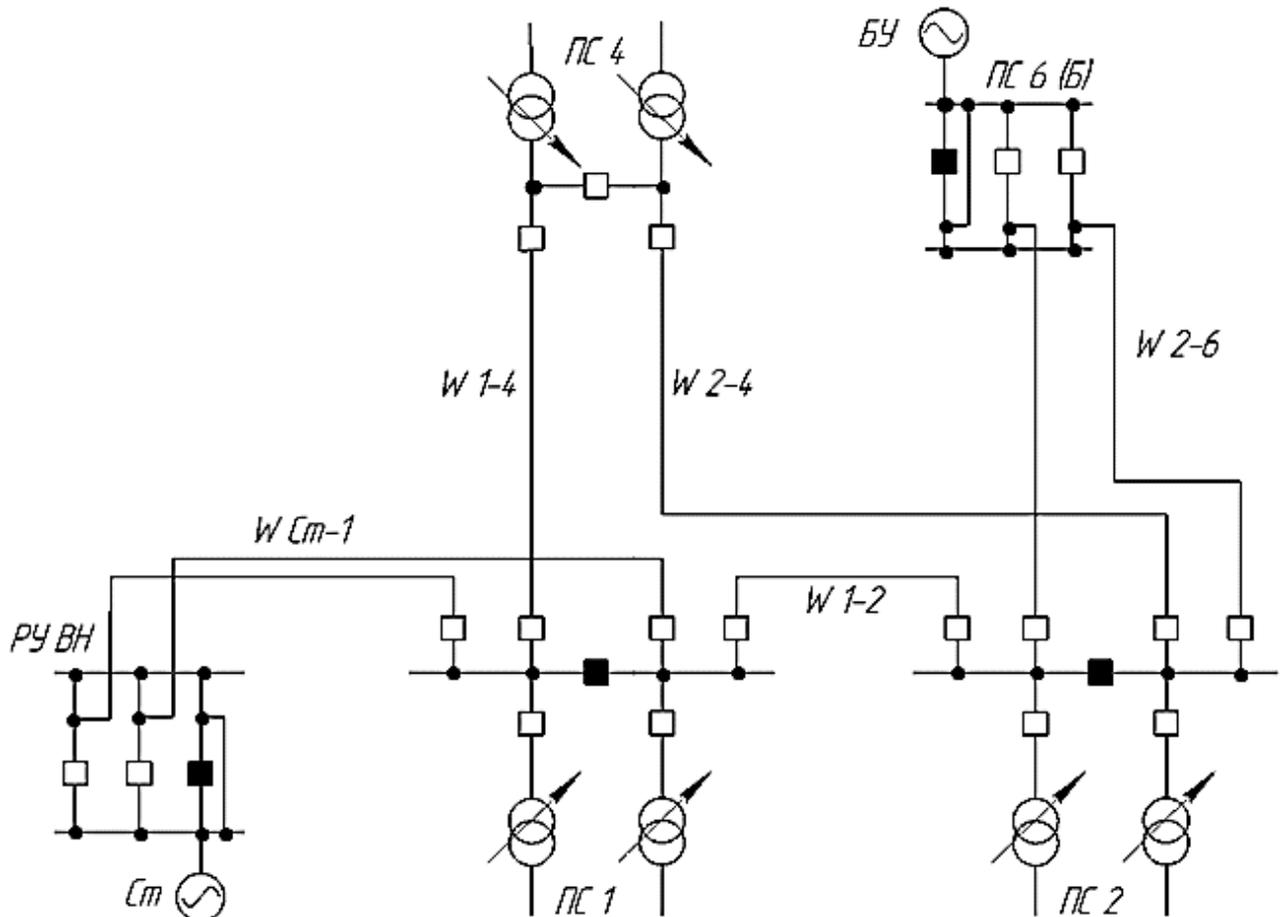


Рис. 10. Принципиальная схема электрических соединений эскиза №2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

1.7 Составление принципиальных схем электрических соединений

Вариант 1

Выбираем типы распределительных устройств (РУ) для каждой точки в рассматриваемой ЭС в зависимости от числа присоединений к каждой.

БУ $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

Подстанция 1 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2тр = 4 => два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

Подстанция 2 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ + 2 тр = 4 => два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

Подстанция 4 $n_{np} = 4$ цепи ВЛ + 2 тр = 6 => шестиугольник

Станция 1 $n_{np} = 2$ цепи ВЛ => двойная система шин

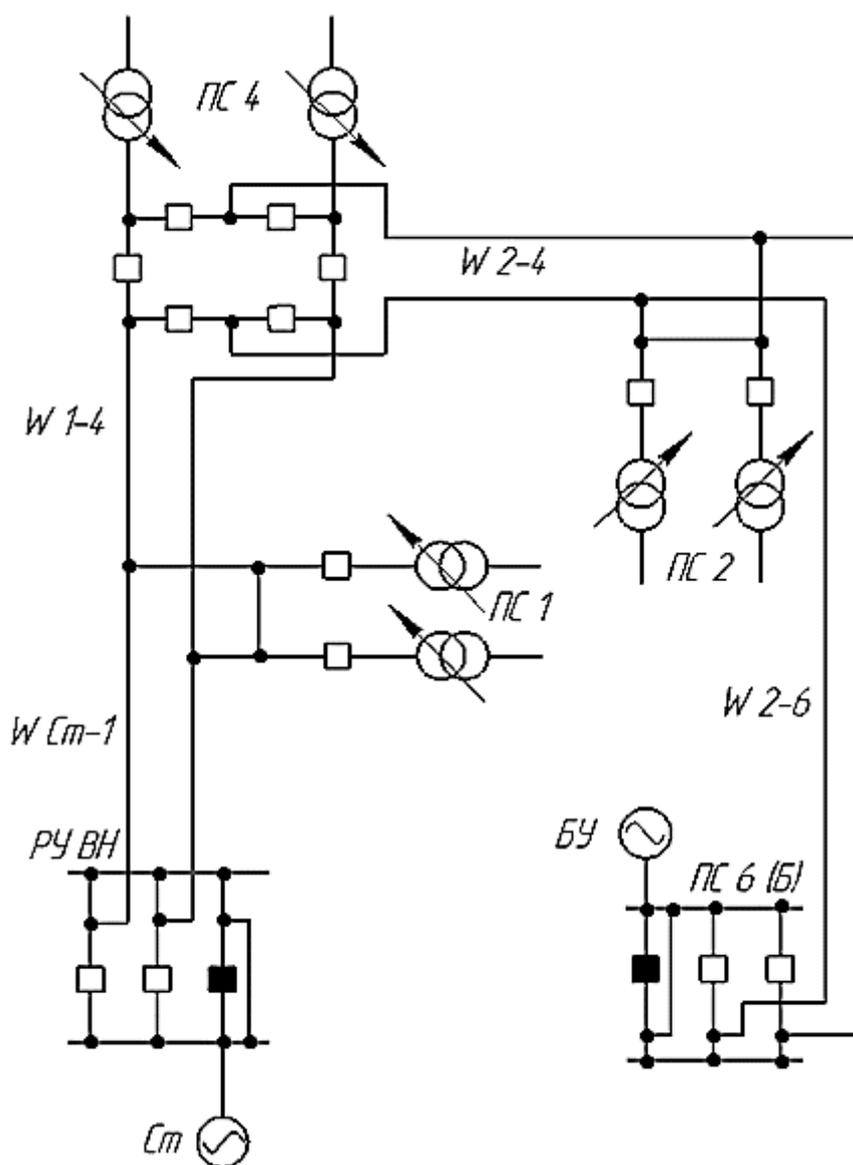


Рис. 9. Принципиальная схема электрических соединений эскиза №1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР-130302.05 ПЗ

Лист

18

Суммарные потери напряжения в нормальном максимальном режиме от станции до подстанции 2 составят:

$$\Delta U_{\Sigma \text{СТ}2}^{\text{н.м.}} = \Delta U_{\text{СТ}1}^{\text{н.м.}} + \Delta U_{12}^{\text{н.м.}} = 3,33 + 1,93 = 5,26 \text{ кВ.}$$

Из результатов видно, что наиболее электроудалённой является подстанция 2.

В процентах от номинального напряжения величина потерь составит:

$$\delta U_{\Sigma \text{СТ}2}^{\text{н.м.}} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{\text{н.м.}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{5,26}{110} \cdot 100\% = 4,78\%. \quad (1.42)$$

Полученное значение меньше 15 % от номинального напряжения сети, что является допустимым.

Для расчёта послеаварийного режима отключаем одну из цепей ВЛ участка СТ-1, так как на этом участке наблюдаются наибольшие потери напряжения в нормальном максимальном режиме.

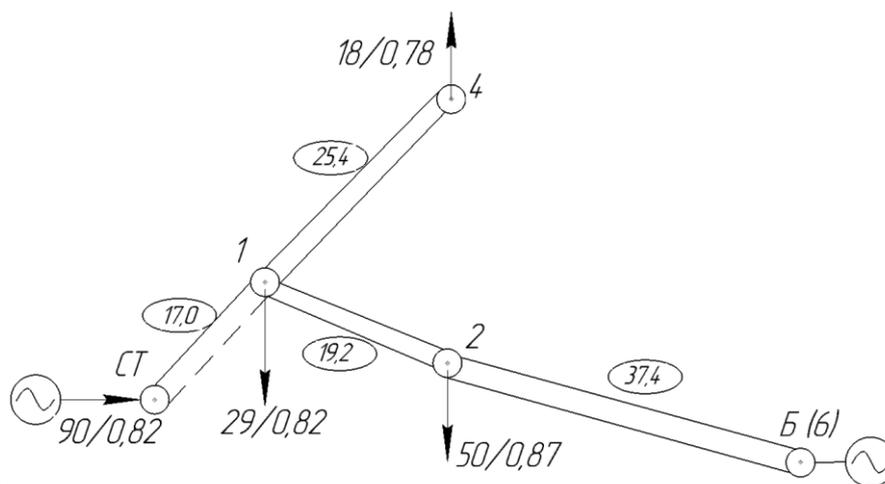


Рис. 8. Схема послеаварийного режима

Тогда потери напряжения в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\Sigma}^{\text{п/ав}} = \Delta U_{\text{СТ}1}^{\text{п/ав}} + \Delta U_{12}^{\text{н.м.}} = 6,66 + 1,93 = 8,59 \text{ кВ,} \quad (1.43)$$

что в процентах от номинального напряжения

$$\delta U_{\Sigma}^{\text{п/ав}} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{\text{п/ав}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{8,59}{110} \cdot 100\% = 7,80 \%. \quad (1.44)$$

Так как потери напряжения в нормальном максимальном и послеаварийном режимах являются допустимыми, то примем вариант схемы №1, изображенной на рисунке 2 в качестве окончательного.

При расчёте приближённого потокораспределения не учитываем потери мощности. С учётом этого допущения потоки мощности на участках 1-5, 2-3, 2-4 равны расчётным мощностям подстанций в конце этих участков. Потокораспределение на участках определим по первому закону Кирхгофа:

$$\underline{S}_{СТ1} = \underline{S}_{СТ}^{\text{расч}} = 90,0 + j62,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (1.38)$$

$$\underline{S}_{14} = \underline{S}_{п/ст4}^{\text{расч}} = 18,0 + j10,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (1.39)$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{СТ1} - \underline{S}_{п/ст1}^{\text{расч}} - \underline{S}_{14} = 90,0 + j62,8 - 29,0 - j18,2 - 18,0 - j10,8 = 43,0 + j33,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (1.40)$$

$$\underline{S}_{26} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{п/ст2}^{\text{расч}} = 43,0 + j33,7 - 50,0 - j28,3 = -7,0 + j5,4 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (1.41)$$

1.6.2 Выбор номинального напряжения

Результаты расчёта для всех участков представим в таблице 1.10.

Таблица 1.10. Оценка напряжений участков сети по формуле (1.18)

Участок ij	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	$n_{цij}$, шт	U , кВ
Ст-1	90,0	17,0	2	84,1
1-4	18,0	25,4	2	70,7
1-2	43,0	19,2	2	84,5
Б-2	-7,0	37,4	2	54,1

Проанализировав полученные значения, выбираем номинальное напряжение для всех участков сети $U_{ном} = 110$ кВ.

1.6.3 Определение суммарных потерь напряжения

Результаты расчётов для всех участков приведены в таблице 1.11.

Таблица 1.11. Результаты определения сопротивлений участков сети по (1.19)

Участок ij	l_{ij} , км	$n_{цij}$, шт	$\underline{Z}_{ij}^{\Sigma}$, Ом
Ст-1	17,0	2	$1,70 + j3,39$
1-4	25,4	2	$2,54 + j5,09$
1-2	19,2	2	$1,92 + j3,84$
Б-2	37,4	2	$3,74 + j7,48$

Наиболее электроудаленной точкой является подстанция 2. Результаты расчётов приведены в таблице 1.12

Таблица 1.12. Потери напряжения в нормальном максимальном режиме

Участок ij	$U_{ij}^{ном}$, кВ	P_{ij} , МВт	Q_{ij} , Мвар	$\underline{Z}_{ij}^{\Sigma}$, Ом	$\Delta U_{ij}^{н.м.}$, кВ
Ст-1	110	90,0	62,8	$1,70 + j3,39$	3,33
1-4	110	18,0	10,8	$2,54 + j5,09$	0,92
1-2	110	43,0	33,7	$1,92 + j3,84$	1,93
Б-2	110	-7,0	5,4	$3,74 + j7,48$	0,13

Определим потокораспределение на участках 3-4, Б-3, МВ·А,

$$S_{14}^{п/ав} = \underline{S}_{СТ1}^{расч} - \underline{S}_1^{расч} = 90,0 + j62,8 - 29,0 - j18,2 = 61,0 + j44,6 \quad (1.32)$$

$$S_{24}^{п/ав} = S_{14}^{п/ав} - \underline{S}_{п/ст4}^{расч} = 61,0 + j44,6 - 18,0 - j10,8 = 43,0 + j33,7 \quad (1.33)$$

Определим потери напряжения в послеаварийном режиме

$$\Delta U_{14}^{п/ав} = \frac{P_{14}^{п/ав} R_{14} + Q_{14}^{п/ав} X_{14}}{U_{НОМ}} = \frac{61,0 \cdot 5,09 + 44,6 \cdot 10,2}{110} = 6,95 \text{ кВ}, \quad (1.34)$$

$$\Delta U_{24}^{п/ав} = \frac{P_{24}^{п/ав} R_{24} + Q_{24}^{п/ав} X_{24}}{U_{НОМ}} = \frac{43,0 \cdot 5,40 + 33,7 \cdot 10,8}{110} = 5,42 \text{ кВ}, \quad (1.35)$$

$$\Delta U_{\Sigma}^{п/ав} = \Delta U_{СТ1} + \Delta U_{14}^{п/ав} + \Delta U_{24}^{п/ав} = 3,32 + 6,95 + 5,42 = 15,69. \quad (1.36)$$

что в процентах от номинального напряжения:

$$\delta U_{\Sigma}^{п/ав} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{п/ав}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{15,69}{110} \cdot 100\% = 14,3 \%. \quad (1.37)$$

Так как потери напряжения в нормальном максимальном и послеаварийном режимах являются допустимыми, то примем вариант схемы №2, изображенной на рисунке 4 в качестве окончательного.

1.6 Расчёт эскиза №3

1.6.1 Расчёт приближённого потокораспределения

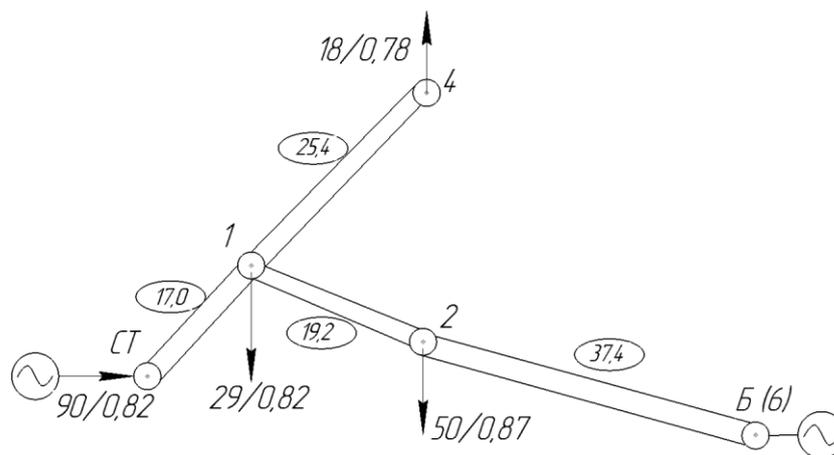


Рис. 7. Потокораспределение схемы №1

Расчет потокораспределения производят для максимальных нагрузок в нормальном (при включении всех цепей) и наиболее тяжелом послеаварийном (ремонтном) режимах работы.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-130302.05 ПЗ					

1.5.3 Определение суммарных потерь напряжения

Поскольку сечения ещё не выбраны, потери напряжения оцениваем по средним значениям погонных сопротивлений. Для ВЛ 110 кВ $R_0 = 0,20 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,40 \text{ Ом/км}$. Результаты расчётов для всех участков приведены в таблице 1.9 по формуле (1.19).

Таблица 1.9. Результаты определения сопротивлений участков сети

Участок ij	l_{ij} , км	$n_{цij}$, шт	Z_{ij}^{Σ} , Ом
СТ-1	17,0	2	$1,70+j3,39$
1-4	25,4	1	$5,09+j10,2$
1-2	19,2	1	$3,84+j7,68$
2-4	27,0	1	$5,40+j10,8$
2-Б	37,4	2	$3,74+j7,48$

Наиболее электроудаленной точкой является подстанция 2. Потери напряжения в нормальном максимальном режиме от станции до подстанции 2 составят:

$$\Delta U_{\Sigma \text{СТ}2}^{\text{н.м.}} = \Delta U_{\text{СТ}1}^{\text{н.м.}} + \Delta U_{12}^{\text{н.м.}} = 3,33 + 3,32 = 6,65 \text{ кВ.}$$

В процентах от номинального напряжения величина потерь составит:

$$\delta U_{\Sigma \text{СТ}2}^{\text{н.м.}} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{\text{н.м.}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{6,65}{220} \cdot 100\% = 6,04\%. \quad (1.31)$$

Полученное значение меньше 15 % от номинального напряжения сети, что является допустимым.

Самым тяжёлым послеаварийным режимом является обрыв линии 1-2

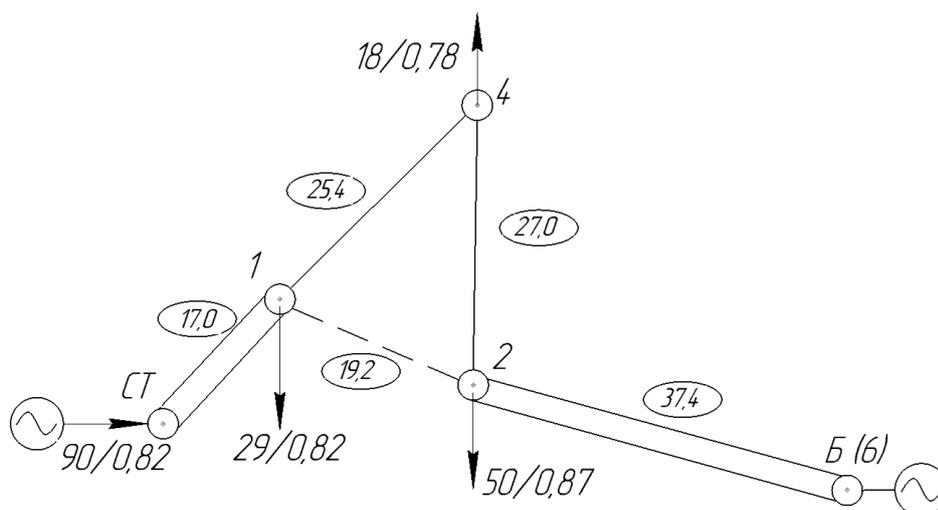


Рис. 6. Схема передачи мощности в послеаварийном режиме

Найдём расчётную нагрузку узла 2

$$\underline{S}_2^p = \underline{S}_{п/ст2}^{расч} + \underline{S}_{26} = 50,0 + j28,3 - 7,0 + j5,4 = 43,0 + j33,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (1.26)$$

Найдём потоки $\underline{S}_{СТ'4}$ и $\underline{S}_{СТ''2}$ по правилу моментов мощностей

$$\begin{aligned} \underline{S}_{СТ''2} &= \frac{\underline{S}_4 l_{СТ'4} + \underline{S}_2^p (l_{СТ'4} + l_{24})}{l_{СТ'-СТ''}} = \\ &= \frac{(18,0 + j10,8)25,4 + (43,0 + j33,7)(25,4 + 27,0)}{25,4 + 27,0 + 19,2} = 37,9 + j28,5 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (1.27) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{СТ'4} &= \frac{\underline{S}_4 (l_{СТ''2} + l_{24}) + \underline{S}_2^p l_{СТ''2}}{l_{СТ'-СТ''}} = \\ &= \frac{(18,0 + j10,8)(19,2 + 27,0) + (43,0 + j33,7)27,0}{25,4 + 27,0 + 19,2} = 23,1 + j16,0 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (1.28) \end{aligned}$$

Проверка

$$\begin{aligned} \underline{S}_{СТ'4} + \underline{S}_{СТ''2} &= \underline{S}_{п/ст4}^{расч} + \underline{S}_2^p \quad (1.29) \\ 37,9 + j28,5 + 23,1 + j16,0 &= 18,0 + j10,8 + 43,0 + j33,7. \\ 61,0 - j44,5 &= 61,0 - j44,5. \end{aligned}$$

Следовательно, потоки найдены верно

Определим поток мощности \underline{S}_{34} по первому закону Кирхгофа

$$\underline{S}_{24} = \underline{S}_{СТ'4} - \underline{S}_{п/ст4}^{расч} = 23,1 + j16,0 - (18,0 + j10,8) = 5,1 + j5,2 \text{ МВА} \quad (1.30)$$

1.5.2 Выбор номинального напряжения

Результаты расчёта для всех участков представим в таблице 1.8.

Таблица 1.8. Оценка напряжений участков сети по формуле (1.18)

Участок ij	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	$n_{цij}$, шт	U , кВ
СТ-1	90,0	17,0	2	84,1
1-4	23,1	25,4	1	97,3
1-2	37,9	19,2	1	69,5
2-4	5,13	27,0	1	89,5
2-Б	7,00	37,4	2	54,1

Проанализировав полученные значения, выбираем номинальное напряжение для всех участков сети $U_{ном} = 110$ кВ.

Результаты расчётов приведены в таблице 1.7

Таблица 1.7. Результаты определения потерь напряжения в нормальном максимальном режиме

Участок ij	$U_{ij}^{НОМ}$, кВ	P_{ij} , МВт	Q_{ij} , Мвар	Z_{ij}^3 , Ом	$\Delta U_{ij}^{Н.М.}$, кВ
Ст-1	110	90,0	62,8	$1,70+j3,39$	3,33
1-4	110	61,0	44,6	$2,54+j5,09$	3,47
2-4	110	43,0	33,7	$2,70+j5,40$	2,71
Б-2	110	-7,0	5,4	$3,74+j7,48$	0,13

Суммарные потери напряжения в нормальном максимальном режиме от станции до подстанции 2 составят:

$$\Delta U_{\Sigma СТ2}^{Н.М.} = \Delta U_{СТ1}^{Н.М.} + \Delta U_{14}^{Н.М.} + \Delta U_{24}^{Н.М.} = 3,33 + 3,47 + 2,71 = 9,51 \text{ кВ.}$$

Из результатов видно, что наиболее электроудалённой является подстанция 2.

В процентах от номинального напряжения величина потерь составит:

$$\delta U_{\Sigma СТ2}^{Н.М.} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{Н.М.}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{9,51}{110} \cdot 100\% = 8,64\%. \quad (1.21)$$

Полученное значение меньше 15 % от номинального напряжения сети, что является допустимым.

Для расчёта послеаварийного режима отключаем одну из цепей ВЛ участка 1-4, так как на этом участке наблюдаются наибольшие потери напряжения в нормальном максимальном режиме, а, следовательно, при указанном отключении наступает наиболее тяжёлый режим. Потокораспределение при этом не изменится, а сопротивление линии и потери напряжения на данном участке увеличатся в 2 раза.

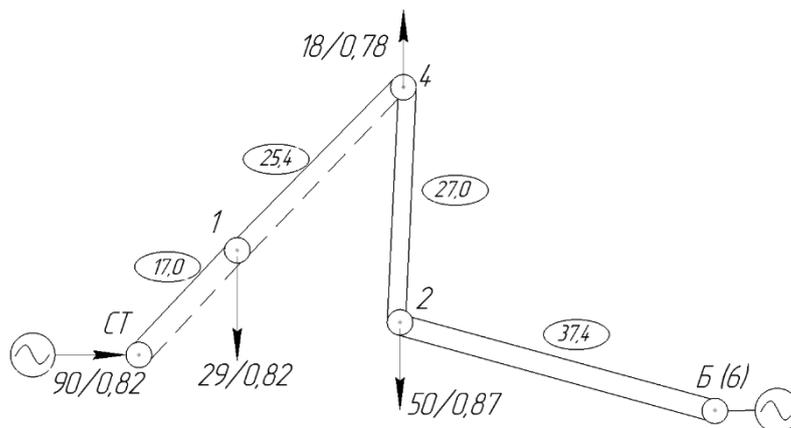


Рис. 3. Схема послеаварийного режима

Тогда потери напряжения в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\Sigma}^{п/ав} = \Delta U_{СТ1}^{п/ав} + \Delta U_{14}^{п/ав} + \Delta U_{24}^{Н.М.} = 6,66 + 6,94 + 2,71 = 16,31 \text{ кВ} \quad (1.22)$$

					ВКР-130302.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Таблица 1.5. Оценка напряжений участков сети

Участок ij	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	$n_{\text{ц}ij}$, шт	U , кВ
Ст-1	90,0	17,0	2	84,1
1-4	61,0	25,4	2	95,9
2-4	43,0	27,0	2	99,4
Б-2	-7,0	37,4	2	54,1

Проанализировав полученные значения, выбираем номинальное напряжение для всех участков сети $U_{\text{ном}} = 110$ кВ.

1.4.3 Определение суммарных потерь напряжения

Суммарные потери напряжения определяются в нормальном максимальном и послеаварийном режимах при максимальных нагрузках. Величина суммарных потерь напряжения определяется как алгебраическая сумма потерь на отдельных участках сети по пути от балансирующего источника до самой электрически удалённой подстанции. Приемлемы варианты ЭС, где суммарные потери напряжения не выходят за пределы 15 %, а в послеаварийном режиме 20 % от номинального напряжения сети при условии использования на подстанциях ЭС устройств регулирования напряжения.[1,с. 24].

Найдём эквивалентные сопротивления участков сети, Ом, по формуле

$$Z_{ij}^{\text{э}} = \frac{(R_{0ij} + jX_{0ij}) \cdot l_{ij}}{n_{\text{ц}ij}}. \quad (1.19)$$

Поскольку сечения ещё не выбраны, потери напряжения оцениваем по средним значениям погонных сопротивлений. Для ВЛ 110 кВ $R_0 = 0,20$ Ом/км, $X_0 = 0,40$ Ом/км. Результаты расчётов для всех участков приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6. Результаты определения сопротивлений участков сети

Участок ij	l_{ij} , км	$n_{\text{ц}ij}$, шт	$Z_{ij}^{\text{э}}$, Ом
Ст-1	17,0	2	$1,70 + j3,39$
1-4	25,4	2	$2,54 + j5,09$
2-4	27,0	2	$2,70 + j5,40$
Б-2	37,4	2	$3,74 + j7,48$

Наиболее электроудаленной точкой является подстанция 2.

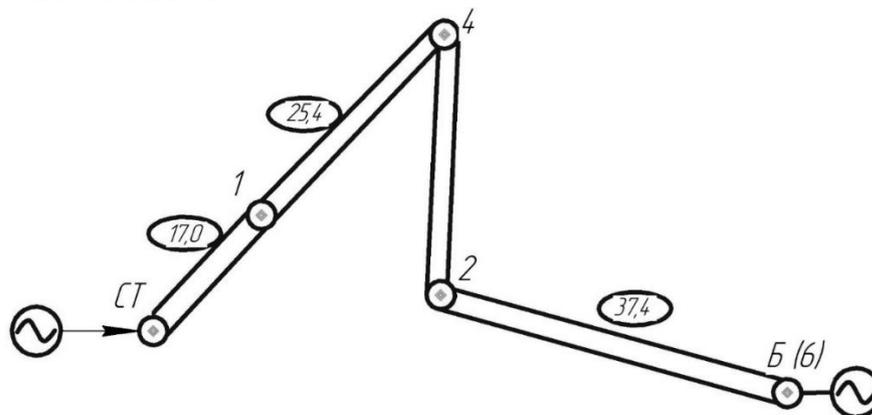
Потери напряжения в нормальном максимальном режиме на участках сети определяются по выражению, кВ

$$\Delta U_{ij}^{\text{н.м.}} = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij}^{\text{э}} + Q_{ij} \cdot X_{ij}^{\text{э}}}{U_{ij}^{\text{ном}}}. \quad (1.20)$$

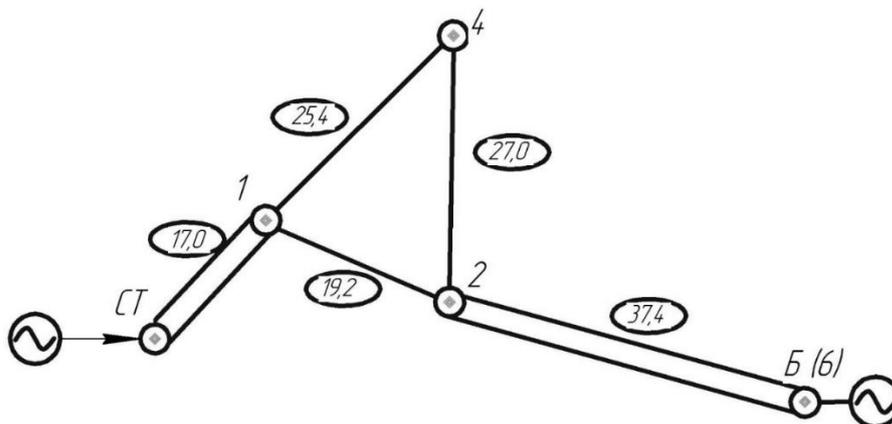
3) трассы линий от источников до пунктов потребления необходимо прокладывать по возможно короткому пути.

Следуя приведённым указаниям, были составлены три варианта выполнения схемы сети, которые представлены на следующих рисунках.

а) Вариант схемы № 1.



б) Вариант схемы № 2.



в) Вариант схемы № 3.

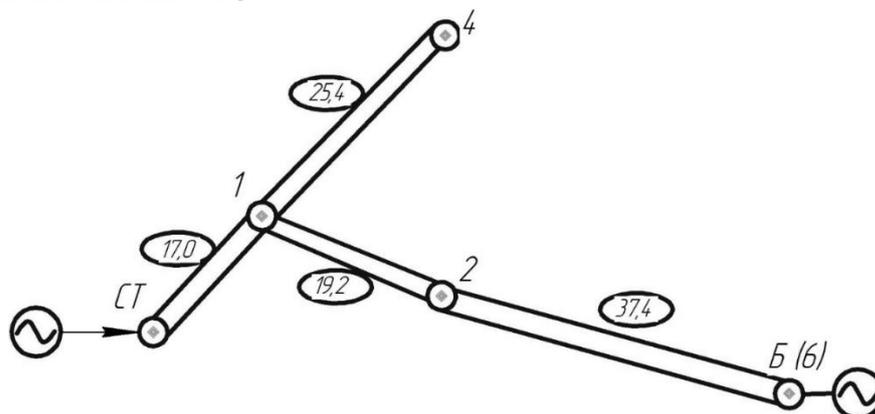


Рис. 1. Варианты конфигурации районной электрической сети

Таблица 1.2. Результаты расчёта требуемой мощности КУ

№ ПС	$P_{ПС}$, МВт	$\cos \varphi_{ПС}$	$Q_{КУ}$, Мвар
1	29	0,82	2,27
2	50	0,87	0,00
4	18	0,78	3,28

Исходя из полученных значений требуемой мощности компенсирующих устройств выбираем конденсаторные установки из каталога [2]. Так как требуемый коэффициент мощности на подстанции 2 выше, чем аналогичная величина, соответствующая балансу реактивной мощности ЭС, то установка компенсирующих устройств на ней не требуется [1, с. 12]. Результаты выбора КУ приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Выбор компенсирующих устройств

№ п/ст	Тип конденсаторных установок	$U_{НОМ}^{КУ}$, кВ	$Q_{КУ}^{расп}$, Мвар	Количество, шт.	$Q_{КУ\Sigma}^{расп}$, Мвар
1	УКРЛ(П) 56-10,5-1000-200 УЗ	10,5	1,000	2	2,000
4	УКРЛ(П) 56-10,5-1800-450 УЗ	10,5	1,800	2	3,600

Определим расчётную мощность подстанции 1 с учётом установки компенсирующих устройств МВ·А, по формуле:

$$\underline{S}_{п/ст1}^{расч} = P_1 + j(Q_1 - Q_{КУ\Sigma 1}^{расп}) = 29 + j(20,2 - 2,00) = 29 + j18,2. \quad (1.12)$$

Результаты расчёта для всех подстанций представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4. Расчётная мощность подстанций

№ ПС	$P_{ПС}$, МВт	$Q_{ПС}$, Мвар	$Q_{КУ\Sigma}^{расп}$, Мвар	$\underline{S}_{п/ст}^{расч}$, МВ·А
Ст.1	-90	62,8	0,000	-90-j62,8
1	29	20,2	2,000	29+j18,2
2	50	28,3	0,000	50+j28,3
4	18	14,5	3,600	18+j10,9

1.3 Составление вариантов схем соединений сети

Каждый вариант должен предусматривать надёжное электроснабжение потребителей I (БУ) и II (п/ст 1,2,4) категории по схеме с резервированием линий и понижающих трансформаторов подстанций. Электроснабжение пунктов, в которых отсутствуют потребители I и II категории (п/ст 4), можно осуществлять по схемам без резервирования элементов сети. [1]

При построении эскизов схем соединений руководствуются следующими правилами:

- 1) использовать радиально-магистральную или смешанную конфигурацию сети;
- 2) следует избегать встречных потоков мощности в сети;

ВВЕДЕНИЕ

Районная электрическая сеть (РЭС) – значимая составляющая энергосистемы. Поэтому к ней предъявляются многочисленные требования, чтобы обеспечить нормальный режим работы электропотребителей и энергоблоков на станциях.

В данной работе разработана РЭС класса напряжения 110 кВ с расчётом нормального максимального и послеаварийного режимов вручную и на ЭВМ, рассчитаны токи КЗ на п/ст №1, № 2 и № 4 данной сети, спроектирована п/ст №2 мощностью 57,5 МВА, проведены технико-экономические расчёты схемы сети и рассмотрены возможные способы улучшения условий передачи ЭЭ и снижения потерь мощности в РЭС.

Важно разработать наиболее эффективную сеть в п. 2 с использованием традиционных средств и методов. Характерным показателем эффективности использования РЭС являются технико-экономические показатели, а также оптимальный режим работы сети. Оптимизировать работу существующей сети достаточно сложно, а на стадии проектирования существенно проще предложить мероприятия, направленные на улучшение работы сети, ввиду лёгкости применения технических решений. Также необходимо применять современные решения ввиду долгой эксплуатации РЭС, чтобы поддерживать высокие показатели эффективности работы. Одним из простых решений является использование оптимального номинального напряжения, которое позволяет существенно повысить передаваемую мощность, снижает потери мощности и напряжения и т.д.

Расчёт и анализ работы проектируемой РЭС в п. 3 позволяет определить наиболее нагруженные и уязвимые места, которые необходимо проработать для обеспечения нормального режима работы сети. Расчёт токов КЗ в п.4 в данной РЭС необходимо для ясного представления причин возникновения нарушений, методов их представления и качественной оценки с целью предвидеть и предотвратить опасные последствия переходных процессов.

На пути электроэнергии от источника питания к потребителю есть важный элемент – подстанции. Также, как и к РЭС, к ПС предъявляются многочисленные требования, поэтому важно правильно спроектировать подстанцию, чтобы обеспечить её устойчивую и надёжную работу даже при тяжёлой аварии. Основываемся при выборе в. п. 5 на НТП ПС.

Технико-экономический расчёт в п.6 показывает эффективность принятых решений с помощью определения рыночных и удельных индикаторов, покажет слабые и сильные стороны РЭС, на основе которых предложены мероприятия по повышению эффективности РЭС в п.7.

При принятии решений делалась опора на теоретические сведения, нормативные документы и знания, полученные в процессе обучения. Учтена важность соответствия принятого решения соответствовали нормативно-технической документации и стандартам ПАО «Россети».

					<i>ВКР–130302.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

6.4	Определение себестоимости передачи ЭЭ и рентабельности	84
7	Мероприятия по снижению потерь напряжения	86
	Заключение	89
	Список сокращений	90
	Список использованных источников	91
	Приложение Б	95
	Приложение В	96
	Приложение Г	97
	Приложение Д	98

					<i>ВКР–130302.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		3

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1.Выбор эскиза сети на базе натуральных показателей.....	5
1.1 Составление баланса активной и реактивной мощности	5
1.2 Определение суммарной мощности компенсирующих устройств и величины расчётных нагрузок подстанций	6
1.3 Составление вариантов схем соединений сети	7
1.4 Расчёт эскиза №1	9
1.5 Расчёт эскиза №2	12
1.6 Расчёт эскиза №3	15
1.7 Составление принципиальных схем электрических соединений.....	18
1.8 Сравнение вариантов по натуральным показателям	21
2 Выбор основного оборудования районной электрической сети 110 кВ	22
2.1 Выбор сечения проводников ЛЭП методом экономической плотности тока	22
2.2 Выбор силовых трансформаторов на подстанциях	25
3 Электрическая часть	29
3.1 Составление эквивалентной схемы замещения.....	29
3.2 Расчёт потокораспределения и напряжений.....	30
3.3 Расчёт режимов на ЭВМ.....	37
3.4 Определение действительного уровня напряжения на шинах НН подстанций.....	38
4 Расчёт токов коротких замыканий	40
4.1 Выбор базисных условий.....	40
4.2 Расчёт симметричного КЗ в точке K_4	44
4.3 Расчёт симметричного КЗ в точке K_1	47
4.4 Расчёт периодической составляющей токов КЗ в точке K_2	50
5 Проектирование подстанции 110/10 кВ.....	51
5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции	51
5.2 Расчет токов нормального и максимального режимов цепей подстанции.....	52
5.3 Выбор типа РУ	53
5.4 Выбор оборудования подстанции 57,5 МВА.....	53
5.5 Выбор схем распределительных устройств.....	63
5.6 Защита от перегрузки и аварийных режимов	65
5.7 Расчёт молниезащиты подстанции	68
5.8 Проектирование и расчёт заземляющих устройств	71
6 Технико-экономический расчёт схемы сети	76
6.1 Расчёт потерь мощности и ЭЭ.....	76
6.2 Расчёт величины капвложений и издержек	79
6.3 Определение удельных капвложений в ЭС	82

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «ПРОЕКТ ПОДСТАНЦИИ 110 КВ С АНАЛИЗОМ ПРИЛЕГАЮЩЕГО УЧАСТКА» содержит 100 страниц текстового документа, 27 рисунков, 63 таблицы, 41 использованный источник, 7 листов графического материала.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, ПРОЕКТ СЕТИ 110 кВ, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РАСЧЁТ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗКАХ, РАСЧЁТ НА ЭВМ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ, РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЯ, ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПС, РАЗРЕЗ И ПЛАН ЯЧЕЙКИ ПОДСТАНЦИИ, ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЁТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ, РАСЧЁТ КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ.

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось проектирование распределительной сети 110 кВ и электрической части подстанции напряжением 110/10 кВ.

В ходе работы выбраны: количество и мощность силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, определены количество и тип выключателей и разъединителей, ограничителей перенапряжения, измерительных трансформаторов, осуществлён выбор главной схемы электрических соединений подстанции № 2.

					<i>ВКР – 13.03.02.05 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док-м.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Д.И.Одналько</i>			<i>Проект подстанции 110 кВ с анализом прилегающего участка</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Проб.</i>		<i>А.В.Бобров</i>					2	101
<i>Н. контр.</i>		<i>А.В.Бобров</i>			<i>ФГАОУ ВПО «СФУ» ПИ кафедра «ЭСиЭЭС»</i>			
<i>Утв.</i>		<i>И.В.Коваленко</i>						

Исходные данные для ВКР

Таблица 1. Исходные данные об источниках питания и пунктах потребления ЭЭ

Данные	Источники питания и пункты потребления ЭЭ				
	Баланс. узел	Ст	п/ст 1	п/ст 2	п/ст 4
P_{MAX} , МВт	-	90	29	50	18
$\cos\varphi$, о.е.	-	0,82	0,82	0,87	0,75
Координаты x/y, мм	70/0	5/7	17/19	34/10	35/37
Категория ЭП	I	I	I	II	I

Масштаб: 1 см = 40 км.

Минимальная нагрузка ЭП составляет 60% от максимальной, заданной в таблице 1.

Продолжительность использования максимальной мощности $T_{\text{макс}} = 5000$ ч.

Месторасположение ВЛ – Красноярский край, р-н Уярский.

Район по гололёду – Ш.

Толщина стенки гололёда – 15 мм.

Район РФ по ветру – II.

Наибольшая скорость ветра – 25 м/с.

Температура воздуха:

- высшая + 40°C;
- низшая – 40°C;
- средняя 0°C.

Таблица 2. Токи короткого замыкания на шинах подстанции №2 мощностью 57,5 МВ·А

Ток КЗ на высшей стороне	Ток КЗ на низшей стороне
$I_{\text{П01}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{П02}}^{(3)}$, кА
6,826	16,79