

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Заочный
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Развитие сетевого района 110/35 кВ

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.254 ВКР

(код направления, год, номер студенческого)

Консультант, доцент, к.т.н.

_____/ А.Н. Андреев /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Руководитель, профессор, к.т.н.

_____/Б.Г. Булатов /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы ПЗ–571

_____/И.Ю. Деменева/
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, профессор, к.т.н.

_____/ Б.Г. Булатов /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2018

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Деменевой Ирины Юрьевны
(Ф. И.О. полностью)

Группа 571

1. Тема выпускной квалификационной работы

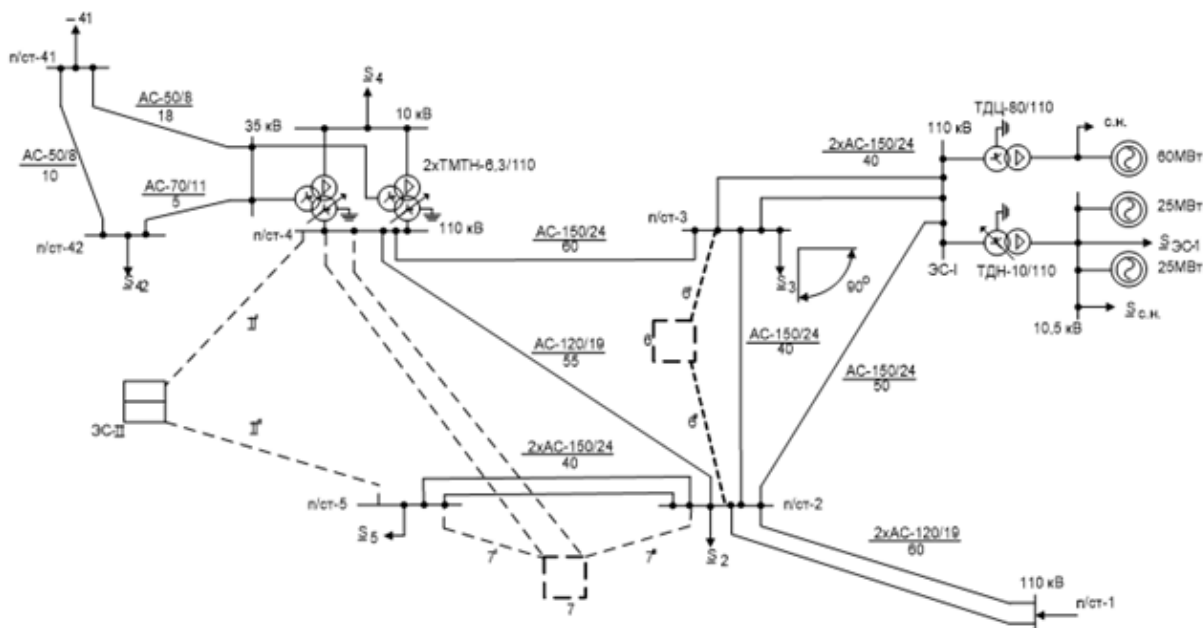
Развитие сетевого района 110/35 кВ

утверждена приказом по университету от 04.04. 2018 г. № 580

2. Срок сдачи студентом законченной работы 20.06.2018

3. Исходные данные к работе

Исходная схема электрических соединений (район Урал)



Данные о расположении новых объектов:

Длины новых линий

Таблица 1

Длины новых линий, км					
II'	II''	6'	6''	7'	7''
45	55	15	40	25	30

Данные о нагрузках сети

Таблица 2

п/ст 2 ш. 110 кВ P ₂ /tgφ	п/ст 3 ш. 110 кВ P ₃ /tgφ	п/ст 4 ш. 10 кВ P ₄ /tgφ	п/ст 41 ш. 35 кВ P ₄₁ /tgφ	п/ст 42 ш. 35 кВ P ₄₂ /tgφ	п/ст 5 ш. 110 кВ P ₅ /tgφ	п/ст 6 ш. 10 кВ P ₆ /tgφ	п/ст 7 ш. 10 кВ P ₇ /tgφ	ЭС - 1 ш. 10,5 кВ P _{ЭС1} /tgφ	ЭС - 2 ш. ВН P _{ЭС2} /tgφ
28/0,56	38/0,51	17/0,62	8/0,56	7/0,54	21/0,54	50/0,45	28/0,48	41/0,54	42/0,51

Для режима минимальных нагрузок следует уменьшить табличные значения мощности до 0,7; все потребители относятся в основном ко 2-й категории надежности электроснабжения; число часов использования наибольшей нагрузки $T_{нб} = 6000$ ч;

Сведения об источниках мощности: мощность генераторов электростанции I составляет 110 МВт; для вновь проектируемой электростанции II мощность генераторов 230МВт (2*60+110) и количество установленных генераторов 3ед.

Точка притыкания проектируемого района к электрической сети системы (подстанция I) является балансирующим и базисным узлом (БУ), для нее задаются значения напряжения $U_{бу}$ в режиме максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийном

$$\underline{U_{\text{макс}}} = 118\text{кВ}$$

$$\underline{U_{\text{мин}}} = 115\text{кВ}$$

$$\underline{U_{\text{пав}}} = 113\text{кВ}$$

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 Электрическая схема сети

2 Карты режимов сети

3 Схема электрическая ПС-6

4 Схемы релейной защиты

Всего 4 листа

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	Андреев А.Н.		

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов дипломного проекта	Срок выполнения этапов проекта	Отметка о выполнении руководителя
1. Введение		
2. Развитие сетевого района		
3. Разработка подстанции ПС-6		
4. Плавка гололеда на ПС-6		
5. Заключение		
6. Библиографический список		
7. Пояснительная записка		
8. Графическая часть:		
9. Электрическая схема сети		
10. Карты режимов сети		
11. Схема электрическая ПС-6		
12. Схемы релейной защиты		
13. Оформление пояснительной записки		
14. Оформление графической части		

Заведующий кафедрой _____/И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____/Б.Г. Булатов/

Студент _____/И.Ю. Деменева/

АННОТАЦИЯ

Деменева И.Ю.. Развитие сетевого района 110/35 кВ.
– Челябинск: ЮУрГУ, ЗИЭФ, 2018, 96 с., 11 илл., 34
таблицы, библиографический список – 14 наименований, 4
листа чертежей ф. А1.

В данной выпускной квалификационной работе на основе технико-экономического сравнения нескольких вариантов выбран более экономичный и технически выгодный вариант городской электрической сети, обеспечивающий надежное электроснабжение потребителей. Рассчитаны режимы данного варианта. Разработана подстанция 110/35 кВ, выбрана ее схема и электрооборудование, рассчитана релейная защита силового трансформатора. Разработано устройство плавки гололеда на ПС-6.

					13.03.02.2018.254.00 ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Развитие сетевого района 110/35 кВ</i>			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.	Деменева			в				к	р	3	
Провер.	Булатов Б.Г.			ЮУрГУ							
Реценз.				Кафедра ЭССиСЭ							
Н. Контр.	Булатов Б.Г.										
Утверд.	Горшков К.Е.										

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 РАЗВИТИЕ СЕТЕВОГО РАЙОНА.....	6
1.1 Баланс активных и реактивных мощностей.....	6
1.1.1 Баланс активных мощностей.....	6
1.1.2 Баланс реактивных мощностей.....	7
1.2 Анализ схемы электрической сети района.....	10
1.2.1 Анализ сети 35 кВ энергосистемы.....	10
1.2.2. Анализ работы трансформаторов, установленных в системе.....	14
1.3. Выбор варианта развития схемы электрической сети промышленного района.....	17
1.3.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети.....	17
1.3.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2.....	17
1.3.3 Выбор количества и мощности трансформаторов.....	18
1.3.4 Выбор конфигурации схемы сети.....	21
1.3.5 Расчет потокораспределения мощностей.....	24
1.3.5.1 Расчет параметров схем замещения сетей.....	24
1.3.5.2 Анализ работы электрической сети 110 кВ и выбор сечений линий.....	26
1.3.6 Выбор электрических схем подстанций.....	29
1.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов.....	30
1.5 Расчет и анализ основных режимов спроектированной сети.....	34
1.5.1 Расчетные параметры схемы замещения сети.....	34
1.5.2 Расчет режима максимальных нагрузок.....	36
1.5.3 Расчет режима минимальных нагрузок.....	37
1.5.4 Расчет послеаварийного режима.....	38
1.6 Регулирование напряжение у потребителя.....	38
1.7 Расчет технико-экономических показателей спроектированной	

										Лист
										2
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00					

электрической сети.....	40
2 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ ПС-6.....	44
2.1 Выбор электрической аппаратуры на ВН И НН подстанции.....	44
2.1.1 Расчёт токов нагрузок на присоединениях на ВН и НН распределительных устройств в нормальном и утяжелённом режимах..	44
2.1.2 Расчет токов короткого замыкания на ВН и НН.....	45
2.1.3 Выбор выключателей, разъединителей на ВН и НН подстанции...	48
2.1.4 Выбор КИП на присоединениях и СШ ВН и НН.....	55
2.1.5 Выбор ТТ ТН на ВН и НН ПС.....	56
2.1.6 Выбор токоведущих частей и изоляторов.....	65
2.2 Собственные нужды подстанции.....	70
2.3 Релейная защита силового трансформатора.....	71
2.3.1. Дифференциальная защита.....	72
2.3.2 МТЗ с выдержкой времени на НН.....	77
2.3.3 МТЗ с выдержкой времени на ВН.....	79
2.3.4 Защита от перегруза на НН.....	80
2.3.5 Газовая защита.....	81
2.3.6 Газовая защита РПН.....	81
3 ПЛАВКА ГОЛОЛЕДА НА ПС-6.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	91
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	93

ВВЕДЕНИЕ

Разработка проектов электрических сетей требует комплексного подхода к выбору и оптимизации схем электросетей и технико-экономическому обоснованию решений, которые определяют состав, структуру, внешние и внутренние связи, динамику развития, параметры и надёжность работы энергосистемы в целом и её отдельных элементов. При решении этих задач используется большой объём информации, которая размещена в разных литературных источниках, нормативной документации, ведомственных инструкциях, а так же накопленного за несколько десятилетий российского и иностранного опыта.

За прошедшие 20 лет в стране произошли существенные социально-экономические изменения, а переход к рыночной экономике коренным образом отразился на электроэнергетике. Существенная часть собственности в отрасли акционирована и приватизирована с сохранением контрольного пакета акций у государства. Создан рынок электрической энергии.

В данных условиях в наиболее полной мере из многочисленных публикаций отвечает справочник по проектированию электросетей под редакцией Д.Л. Файбисовича [1]. Ценным в этом издании является то, что в нём приведена необходимая информация по развитию современных электросетей, принципиальным методам проектирования, стоимостным показателям элементов электросетей, а так же последние данные по российскому электрооборудованию и материалам, которые применяются в ЭЭС. В данной книге учтены изменения в организации проектирования, новая нормативная документация, последние научные и инженерные разработки, а так же переход на новые сметные нормы и стоимости по ряду важнейших вопросов проектирования ЭЭС.

В соответствии с заданием на ВКР следует разработать развития электрической сети, а также подробно разработать одну из подстанций сети.

									Лист
									4
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.254.00

При проектировании электрической сети и подстанции следует руководствоваться действующими нормативными документами, приведенными в [15]. Также могут использоваться такие нормативные источники как Концепция технической политики ОАО «МРСК Волги» (приказ ОАО РАО «ЕЭС России» с 12.11.04 г. №660) и Техническая политика ОАО «МРСК Волги» (приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.10.2006 г. №270 р/293 р). Все указанные документы утверждены ПАО «ФСК ЕЭС».

Срок службы электрооборудования, которое применяется при новом строительстве и реконструкции ПС, должен быть не меньше 25 лет (силовых трансформаторов не меньше 30 лет, АКБ не меньше 20 лет).

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		5

1 РАЗВИТИЕ СЕТЕВОГО РАЙОНА

1.1. Баланс активных и реактивных мощностей

1.1.1. Баланс активных мощностей

Баланс мощности составляют для перспективных (заданных) нагрузок с учетом новых промышленных объектов (ПС 6 и ПС 7) и электростанции ЭС-2.

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электрических станций столько электрической энергии, сколько в данный момент требуется всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте можно записать как

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П},$$

где $\sum P_{Г}$ – суммарная генерируемая активная мощность электрических станций;

$\sum P_{П}$ – суммарное потребление мощности.

Баланс активной мощности рассматривается для режима максимальных нагрузок ($P_{Н} = P_{Н(\text{макс})}$).

Потребление активной мощности в системе состоит из нагрузок потребителей $\sum P_{Н}$, собственных нужд (с.н.) электростанций $\sum P_{сн}$, потерь мощности в ЛЭП $\sum \Delta P_{Л}$ и трансформаторах $\sum \Delta P_{Т}$:

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т}$$

Суммарные потери активной мощности в ЛЭП можно принять 2...3 %, в трансформаторах – 1,2...1,5 % от мощности всех нагрузок, расход активной мощности на с.н. приближенно оценивается в 4...8 % от установленной мощности генераторов электростанции.

Потери в трансформаторах учитываются только для тех ПС, где нагрузки заданы со стороны шин НН.

$$\begin{aligned} & \sum P_{Л} + \sum P_{Т} = \\ & = 0,03(28 + 38 + 17 + 8 + 7 + 21 + 50 + 28) \\ & + 0,015(17 + 8 + 7 + 50 + 28) = 7,56 \text{ МВт} \end{aligned}$$

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.254.00

Расход активной мощности на СН для ЭС 1 и ЭС 2.

$$\sum P_{\text{СН}} = 0,06(110 + 230) = 20,4\text{МВт}$$

Потребление активной мощности в системе:

$$\sum P_{\text{П}} = 280 + 20,4 + 7,56 = 307,96\text{МВт}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой ($-P_c$) либо потребляемой ($+P_c$) балансирующим узлом,

$$P_c = \sum P_{\text{Г}} - \sum P_{\text{П}} = 32,04\text{МВт}$$

Проектируемая система является профицитной по мощности, балансирующий узел потребляет 32,04МВт.

1.1.2. Баланс реактивных мощностей

Для составления баланса реактивной мощности необходимо определить мощности нагрузок подстанций. По известным значениям P_{max} и $\text{tg}\varphi$ определяем модуль полной мощности:

$$S_{\text{max}} = \sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2};$$

и реактивную мощность:

$$Q_{\text{max}} = P_{\text{max}} \text{tg}\varphi$$

В таблице 1.1 приводятся данные: об исходных расчетных нагрузках отдельных пунктов потребления с выделением расчетных активных, реактивных и полных нагрузок.

									Лист
									7
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

Таблица 1.1 - Расчетные нагрузки дл ПС/СТ

№	2 ш 110	3 ш 110	4 ш 10	41 ш 35	42 ш 35	5 ш 110	6 ш 10	7 ш 10	ЭС-1 ш 10,5	ЭС-2 ш 110
$P_{\text{МАХ}}, \text{Мвт}$	28	38	17	8	7	21	50	28	41	42
$Q_{\text{МАХ}}, \text{МВар}$	15,68	19,38	10,54	4,48	3,78	11,34	22,25	13,44	22,14	21,42
$S_{\text{МАХ}}, \text{МВА}$	32,1	42,7	20,0	9,2	8,0	23,9	54,7	31,1	46,6	47,1
$\cos\varphi_i$	0,87	0,89	0,85	0,87	0,88	0,88	0,91	0,90	0,88	0,89
$\text{tg}\varphi_i$	0,56	0,51	0,62	0,56	0,54	0,54	0,45	0,48	0,54	0,51

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_{\text{З}} \pm Q_{\text{КУ}} \pm Q_{\text{С}} = \sum Q_{\Pi},$$

где $\sum Q_{\Gamma}$ – суммарная реактивная мощность, которая вырабатывается генераторами электрической станции при коэффициенте мощности не ниже номинального; $\sum Q_{\text{З}}$ – мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная);

$Q_{\text{КУ}}$ – реактивная мощность КУ;

$Q_{\text{С}}$ – величина обменной реактивной мощности, определяется заданным договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\text{tg}\varphi_{\text{С}}$.

Баланс по реактивной мощности проверяется для режима максимальных нагрузок ($Q_{\text{Н}} = Q_{\text{Н(макс)}}$).

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_{\Pi}$, собственных нужд электростанций $\sum Q_{\text{СН}}$, потерь мощности в ЛЭП $\sum \Delta Q_{\text{Л}}$, и трансформаторах $\sum \Delta Q_{\text{Т}}$:

$$\sum Q_{\Pi} + \sum Q_{\text{Н}} + \sum Q_{\text{СН}} + \sum \Delta Q_{\text{Л}} + \sum \Delta Q_{\text{Т}}.$$

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{Н}} &= 15,68 + 19,38 + 10,54 + 4,48 + 3,78 + 11,34 + 22,25 + 13,44 + 22,1 \\ &+ 21,42 = 144,45 \text{ МВар} \end{aligned}$$

Потери реактивной мощности для ВЛ ориентировочно можно брать 1...2 % при 35 кВ, 4...6 % при 110 кВ, 10...15 % при 220 кВ от модуля полной

передаваемой по ЛЭП мощности. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5...9 % от полной мощности, проходящей через трансформатор.

$$\begin{aligned} \sum Q_L + \sum Q_T \\ = 0,02(4,48 + 3,78) + 0,04(100,9) \\ + 0,06(10,54 + 4,48 + 3,78 + 22,25 + 13,44) = 7,47\text{МВар} \end{aligned}$$

Расход реактивной мощности на с.н. оценивается коэффициентом мощности механизмов с.н. $\text{tg}\varphi_{\text{сн}} = 0,62 \text{ К } 0,75$.

$$\sum Q_{\text{сн}} = \sum P_{\text{сн}} \text{tg}\varphi_{\text{сн}} = 20,4 \cdot 0,62 = 12,65\text{МВар}$$

Потребляемая реактивная мощность сетью:

$$\sum Q_{\text{П}} = 144,45 + 12,65 + 4,2 + 7,47 = 164,57\text{МВар}$$

Величину реактивной мощности Q_{Γ} , поступающую от электростанции, определяют по коэффициенту мощности генераторов $\cos\varphi_{\Gamma} = 0,9$ ($\text{tg}\varphi_{\Gamma} = 0,48$), который принимается не ниже номинального [6].

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum P_{\Gamma} \text{tg}\varphi = 340 \cdot 0,48 = 163,2\text{МВар}$$

Реактивную мощность, которую генерируют ВЛ Q_3 , приблизительно можно брать: для одноцепных ЛЭП 110 кВ – 30 кВар/км, для 150 кВ – 50 кВар/км, для 220 кВ – 120 кВар/км.

По исходным данным сети протяженность одноцепных линий составляет 125км, двухцепных - 140км, протяженность новых ВЛ приблизительно составляет 200км.

$$\sum Q_3 = 30 \cdot 325 + 30 \cdot 2 \cdot 140 = 18,15\text{МВар}$$

Сопоставляя суммарную реактивную потребляемую мощность с поступающей от источников, можно определить по условию баланса

необходимую мощность дополнительных компенсирующих устройств для сетевого района, а затем разнести ее по узлам потребления.

Заметим, что некоторый резерв реактивной мощности для выполнения условий баланса в проектируемом сетевом районе может быть обеспечен за счет обменной реактивной мощности соседней энергосистемы (п/ст I). Величина этой мощности определяется заданным коэффициентом мощности системы $Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi_c$, который равен $\operatorname{tg} \varphi_c = 0 \dots 0,35$.

$$Q_c = 0,35 \cdot 32,04 = 11,2 \text{ МВАр}$$

Составим баланс мощности:

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_3 \pm Q_{\text{ку}} \pm Q_c = \sum Q_{\Pi}$$

$$163,2 + 18,15 - 11,2 = 164,6 \text{ МВАр}$$

$$170,14 \text{ МВАр} = 164,6 \text{ МВАр}$$

Исходя из результата баланса реактивной мощности делаем вывод, что генерируемой мощности станциями достаточно для обеспечения всех потребителей. Установка компенсирующих устройств не требуется.

1.2. Анализ схемы электрической сети района

1.2.1. Анализ сети 35 кВ энергосистемы

Сеть 35 кВ кольцевая (сеть местного значения), источником питания являются шины 35 кВ п/ст 4 (рис. 1– 5). Поэтому все расчеты проводятся упрощенно. Реконструкция в указанной сети необходима, если наибольшие токи линий ($I_{\text{нб}}$) превысят допустимые для заданных сечений ($I_{\text{доп}}$) или наибольшая потеря напряжения ($\Delta U_{\text{нб}}$) превысит допустимую величину ($\Delta U_{\text{доп}}$). Допустимые потери напряжения до конечных пунктов сети определяют по нормированным ГОСТ-32144-2013 отклонениям напряжения на электроприемниках [13].

Проверка по допустимому току:

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

Для проверки первого условия следует рассмотреть все возможные послеаварийные режимы работы сети, выбрать для каждого i -го участка наибольший ток и сравнить с допустимым $I_{нбi} < I_{доп}$.

1. Проверка ВЛ 35кВ 4''-42 (Отключение линии 4'-41):

- по линии 4''-42 протекает мощность:

$$S_{4''-42}=7+8=15\text{МВА};$$

Найдем наибольший ток в послеаварийном режиме:

$$I_{ПА\ 4''-42} = \frac{15}{\sqrt{3}\ 35} = 247\text{А};$$

Допустимый ток для сечения 50/8 - $I_{доп} = 247\text{А}$

$$I_{ПА\ 4''-42} = 247\text{А} > I_{доп} = 210\text{А}$$

Провод сечением $50\ \text{мм}^2$ не удовлетворяет проверке по нагреву.

Выбираем провод сечением $70\ \text{мм}^2$

Допустимый ток для сечения 70/11 - $I_{доп} = 265\text{А}$

$$I_{ПА\ 4''-42} = 247\text{А} < I_{доп} = 265\text{А}$$

Провод сечением $70\ \text{мм}^2$ удовлетворяет проверке по нагреву.

2. Проверка ВЛ 35кВ 4'-41 (Отключение линии 4''-42):

- по линии 4'-41 протекает мощность:

$$S_{4'-41}=15\text{МВА};$$

Найдем наибольший ток в послеаварийном режиме:

$$I_{ПА\ 4'-41} = \frac{15}{\sqrt{3}\ 35} = 247\text{А};$$

Допустимый ток для сечения 70/11 - $I_{доп} = 265\text{А}$

$$I_{ПА\ 4'-41} = 247\text{А} < I_{доп} = 265\text{А}$$

Провод сечением $70\ \text{мм}^2$ удовлетворяет проверке по нагреву.

3. Проверка ВЛ 35 кВ 41-42 (Отключение линии 4'-41):

- по линии 41-42 протекает мощность:

$$S_{41-42}=8\text{МВА};$$

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00					

Найдем наибольший ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ПА } 41-42} = \frac{8}{\sqrt{3} \cdot 35} = 132,1\text{А};$$

Допустимый ток для сечения 50/8 - $I_{\text{доп}} = 210\text{А}$

$$I_{\text{ПА } 41-42} = 132,1\text{А} < I_{\text{доп}} = 210\text{А} \quad (48)$$

Провод сечением 50 мм^2 удовлетворяет проверке по нагреву.

Проверка по наибольшей потере напряжения:

При проверке второго условия необходимо найти наибольшую потерю напряжения, используя следующую методику.

1. Разрезав сеть по п/ст 4 перейти к схеме (рис. 1.1).
2. Рассчитать потоки мощности на головных участках сети:

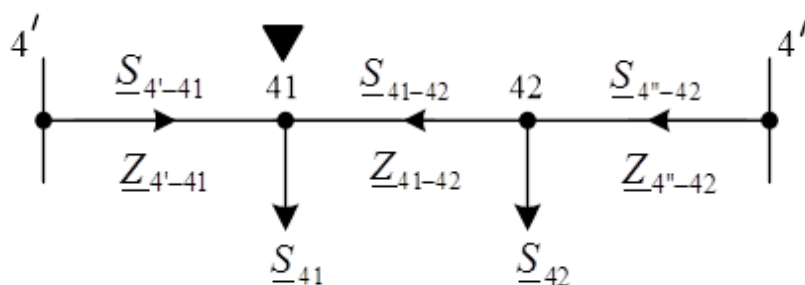


Рис. 1.1. Расчётная схема

$$\underline{S}_{4'-41} = \frac{\sum_{i=1}^2 \underline{S}_{4i} \cdot \underline{Z}_{i4''}^*}{\underline{Z}_{4'-4''}^*} \quad ; \quad \underline{S}_{4''-42} = \frac{\sum_{i=1}^2 \underline{S}_{4i} \cdot \underline{Z}_{i4'}^*}{\underline{Z}_{4'-4''}^*} ;$$

Найдем сопротивления линий, используя справочные данные.

Сопротивления и проводимости схемы замещения ВЛЭП определяются по общепринятой методике

$$R_{ij} = \frac{R_0 \cdot L}{n} ; \quad X_{ij} = \frac{X_0 \cdot L}{n} ; \text{ где}$$

R_0 - удельное активное сопротивление участка;

X_0 - удельное реактивное сопротивление участка;

L - длина участка;

n - число цепей.

Расчет параметров сведен в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 - Удельные параметры участков сети

Линия	Сечение провода	L, км	R ₀ ,	X ₀ ,	Кол-во цепей	R _{ij} ,	X _{ij} ,
			Ом/км	Ом/км		Ом	Ом
4'-41	70	18	0,42	0,44	1	7,6	8,0
41-42	50	10	0,59	0,46	1	5,9	4,6
4''-42	70	5	0,42	0,44	1	2,1	2,2

Получим исходные для расчета потокораспределения, результаты расчета представлены в таблицы 1.3.

Мощности на шинах 35кВ ПС:

$$S_{41} = 8 + j4,48 \text{ МВА}$$

$$S_{42} = 7 + j3,78 \text{ МВА}$$

Сопротивления ВЛ 35кВ:

$$Z_{4'-41} = 7,6 + j8 \text{ Ом}$$

$$Z_{41-42} = 5,9 + j4,6 \text{ Ом}$$

$$Z_{4''-42} = 2,1 + j2,2 \text{ Ом}$$

ПС 42 является точкой потокоразделения по активной и реактивной мощности.

Таблица 1.3 - Потораспределение мощности по сети 35 кВ

ВЛ	Длина ВЛ, км	Максимальный переток	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВар	S _{max} , МВА
4'-41	18	$\frac{S_{41}(Z_{41-42} + Z_{4''-42}) + S_{42}Z_{4''-42}}{Z_{4'-41} + Z_{41-42} + Z_{4''-42}}$	6,70	2,61	7,19
41-42	10	$S_{41} - S_{4'-41}$	1,30	1,87	2,28
4''-42	5	$S_{41-42} + S_{42}$	8,30	5,65	10,04

3. Определить $\Delta U_{нб}$ как сумму потерь напряжения на участках между источником питания и точкой потокораздела:

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{42-4} + \Delta U_{41-42} = U_{4'-41}$$

при этом для любого участка

$$\Delta U_i = \frac{P_i r_i + Q_i x_i}{U_{ном}}$$

где P_i , Q_i , r_i , x_i – соответственно потоки активной и реактивной мощности на участке сети и его сопротивления.

$$\Delta U_{нб} = \frac{8,3 \cdot 2,1 + 5,65 \cdot 2,2}{35} + \frac{1,3 \cdot 5,9 + 1,87 \cdot 4,6}{35} = 1,32 \text{ кВ}$$

4. Проверим второе условие $\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{доп}$.

$$\Delta U_{доп} = 5\% \Delta U_{ном} = 1,75 \text{ кВ}$$

$$1,32 \text{ кВ} < 1,75 \text{ кВ}$$

Условие выполняется

Оба условия выполняются, сеть реконструкции не подлежит.

1.2.2. Анализ работы трансформаторов, установленных в системе

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-85.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном II-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на ПС. Для понижающих ПС (п/ст 4) данное условие выполняется, если

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

где n_T , S_T – число и единичная мощность трансформаторов, которые установлены на ПС;

$n_{отк}$ – число отключенных трансформаторов.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						14

13.03.02.2018.254.00

$S_{ав}$ - определяется по наибольшей нагрузке с учётом возможного резервирования по сети низкого напряжения $\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез}$.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме $\underline{S}_{нб} = k_M \underline{S}_{н(макс)}$, где k_M - коэффициент совмещения максимума. При проектировании можно принять $k_M = 1, \underline{S}_{нрез} = 0$.

Проверка трансформатора на ПС 4 в аварийном режиме:

$$\frac{32}{(2-1)6,3} = 5,07 > 1,4$$

Условие не выполняется, необходима установка более мощных трансформаторов.

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения (ЭС-1), трансформаторы связи должны обеспечить выдачу избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме, когда работают все генераторы, и резервировать электроснабжение нагрузок на напряжении 6-10 кВ при плановом или аварийном отключении одного из генераторов. Это можно проверить следующим образом:

1. Рассчитать мощность, передаваемую через трансформатор, в трех режимах:

- в режиме минимальных нагрузок потребителей на шинах генераторного напряжения

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_G - P_{н(мин)} - P_{сн})^2 + (\sum Q_G - Q_{н(мин)} - Q_{сн})^2},$$

где $\sum P_G, \sum Q_G$ - активная и реактивная мощности генераторов, работающих на сборные шины; $P_{н(мин)}, Q_{н(мин)}$ - активная и реактивная нагрузка в минимальном режиме; $P_{сн}, Q_{сн}$ - активная и реактивная мощность собственных нужд;

$$S_1 = \sqrt{(50 - 28,7 - 3)^2 + (24 - 15,5 - 1,86)^2} = 19,5 \text{ МВА}$$

- в режиме максимальных нагрузок

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{H(\text{макс})} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{H(\text{макс})} - Q_{CH})^2}$$

где $P_{H(\text{макс})}$, $Q_{H(\text{макс})}$ – активная и реактивная мощности в режиме максимальных нагрузок;

$$S_2 = \sqrt{(50 - 41 - 3)^2 + (24 - 22,14 - 1,86)^2} = 6 \text{ МВА}$$

– в послеаварийном режиме при отключении одного из генераторов и максимальной нагрузке потребителей

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\Gamma(\text{макс})} - P_{H(\text{макс})} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\Gamma(\text{макс})} - Q_{H(\text{макс})} - Q_{CH})^2}$$

где $P_{\Gamma(\text{макс})}$, $Q_{\Gamma(\text{макс})}$ – составляющие мощности наиболее мощного отключившегося генератора.

$$S_3 = \sqrt{(50 - 25 - 41 - 3)^2 + (24 - 12 - 22,14 - 1,86)^2} = 22,5 \text{ МВА}$$

2. Выбираем из мощностей S_1 , S_2 , S_3 наибольшую $S_{\text{ТНБ}}$ и проверяем выполнение условия

$$\frac{S_{\text{ТНБ}}}{(n_{\text{T}} - n_{\text{ОТК}})S_{\text{T}}} \leq k_{\text{ав}}$$

$$\frac{22,5}{10} = 2,5 > 1$$

Если на электростанции (ЭС-1) используется схема блока генератор-трансформатор, то последний должен пропустить всю выработанную генератором энергию, что возможно при $S_{\text{T}} \geq S_{\Gamma}$.

Сведения по выбору трансформаторов на подстанциях сведем в таблицу 1.4.

Таблица 1.4 - Сведения по выбору трансформаторов на подстанциях

№ подстанции/станции	Мощность ПС в рабочем режиме, МВА	Мощность ПС в послеаварийном режиме, МВА	Число трансформаторов на ПС	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Загрузка трансформатора в нормальном режиме	Загрузка трансформатора в аварийном режиме	Примечание
4	32 НН-17	32 НН-17	2	6,3	2,53	5,07	подлежит реконструкции

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
					16	

	СН-15	СН-15					и
ЭС 1	110	50	2	80 10	0,83 2,5	-	подлежит реконструкци и

1.3. Выбор варианта развития схемы электрической сети промышленного района

1.3.1. Выбор номинального напряжения для проектирования сети

В данном примере проектирования выбора класса номинального напряжения можно обосновать следующим образом:

- проектирование ведется в районе Урала, поэтому класс экономически целесообразного номинального напряжения распределительной сети следует выбирать из ряда: 500, 220, 110 кВ;

- существующая сеть работает на напряжение 35-110 кВ, принимая во внимание это критерий целесообразно будет придерживаться этого класса напряжения.

- анализ мощностей нагрузок потребителей (от 15 до 50 МВт) и расстояние между подстанциями (от 15 до 65 км) показывает, что они соответствуют экономически целесообразному классу напряжения 110 кВ.

С учетом перечисленных обстоятельств, для всех рассматриваемых вариантов распределительной сети используется класс номинального напряжения 110 кВ.

1.3.2. Выбор схемы электростанции ЭС-2

Проектируемая ЭС-2 представляет собой станцию с тремя мощными генераторами 2 по 60МВт и 1 - 110МВт. В районе сооружения станции нет потребителей на низкое напряжение 6 - 10 кВ. Так как таких потребителей нет и на станции установлены мощные генераторы с номинальным напряжением 13,8 - 20 кВ, то каждый генератор непосредственно соединяется с повышающим трансформатором.

Выбираем тип схемы станции – блочный.

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

1.3.3. Выбор количества и мощности трансформаторов

В данном разделе необходимо произвести выбор трансформаторов на новых ПС 6 и 7, на новой станции ЭС-2, а также произвести реконструкцию на объектах ЭС-1 и ПС 4.

В практике проектирования на подстанциях всех категорий, как правило, предусматривается установка двух трансформаторов. При этом мощность S_T определяется из условия

$$S_T > \frac{S_{\text{макс}}}{n_T},$$

где $S_{\text{макс}} = S_{\text{нб}}$ для понижающих трансформаторов и $S_{\text{макс}} = S_{\text{тнб}}$ – наибольшая возможная мощность наиболее загруженной обмотки для повышающих трансформаторов и трансформаторов связи; $n_T = 2$.

Выбранный трансформатор должен иметь коэффициент нагрузки в нормальном режиме

$$k_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{2S_T} \leq 0,65 - 0,7$$

в послеаварийном режиме

$$k_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_T} \leq 1,4$$

Выбор трансформаторов на ПС.

Выбираем трансформаторы на подстанции №4 110/35/10кВ

Расчетная мощность на шинах ВН подстанции №4 равна

$$S_4 = 32\text{МВА}$$

Выбираем два трансформатора с $S_{T4} = 25\text{ МВА}$

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		18

На понижающих ПС к установке принимаются только трансформаторы с РПН. По справочным данным трансформатор ТДТН-25000/110/35/10 самый подходящий к установке.

$$\text{нормальный режим} - \frac{S_{\text{макс.}}}{n \cdot S_{m \text{ ном}}} = \frac{32}{2 \cdot 25} = 0,64 < 0,7$$

$$\text{аварийный режим} - k_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(n - 1) \cdot S_{m \text{ ном}}} = 1,28 < 1,4$$

ТДТН-25000/110/35/10 подходит к установке на ПС 4.

Выбираем трансформаторы на подстанции №6 110/10кВ

Расчетная мощность на шинах ВН подстанции №6 равна

$$S_6 = 54,8 \text{ МВА}$$

Выбираем два трансформатора с $S_{T6} = 40 \text{ МВА}$

На понижающих ПС к установке принимаются только трансформаторы с РПН. По справочным данным трансформатор ТРДН-40000/110/10 самый подходящий к установке.

$$\text{нормальный режим} - \frac{S_{\text{макс.}}}{n \cdot S_{m \text{ ном}}} = \frac{54,7}{2 \cdot 40} = 0,68 < 0,7$$

$$\text{аварийный режим} - k_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(n - 1) \cdot S_{m \text{ ном}}} = 1,37 < 1,4$$

ТРДН-40000/110/10 подходит к установке на ПС 6.

Выбираем трансформаторы на подстанции №7 110/10кВ

Расчетная мощность на шинах ВН подстанции №7 равна

$$S_7 = 31,1 \text{ МВА}$$

Выбираем два трансформатора с $S_{T7} = 25 \text{ МВА}$

На понижающих ПС к установке принимаются только трансформаторы с РПН. По справочным данным трансформатор ТДН-25000/110/10 самый подходящий к установке.

$$\text{нормальный режим} - \frac{S_{\text{макс.}}}{n \cdot S_{m \text{ ном}}} = \frac{31,1}{2 \cdot 25} = 0,62 < 0,7$$

$$\text{аварийный режим} - k_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(n - 1) \cdot S_{m \text{ ном}}} = 1,24 < 1,4$$

										Лист
										19
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00					

ТДН-25000/110/10 подходит к установке на ПС 7.

Сведения по выбору трансформаторов на подстанциях сведем в таблицу 1.5.

Таблица 1.5 - Выбор трансформаторов на подстанциях

ПС/ЭС	<i>n</i> , шт	<i>T_{тип}</i>	<i>S_{ном}</i> , МВА	<i>S_{макс}</i> , МВА	<i>K_{норм}</i>	<i>K_{авар}</i>
ПС 4	2	ТДН-25000/110/35/10	25	32	0,64	1,28
ПС 6	2	ТРДН-40000/110/10	40	54,7	0,68	1,37
ПС 7	2	ТДН-25000/110/10	25	31,1	0,62	1,24

Выбор трансформаторов на станциях:

Для блочных схем генератор-трансформатор мощность трансформатора S_T должна соответствовать номинальной мощности генератора.

Реконструкция ЭС-1:

На станции ЭС-1 будет произведена замена действующего трансформатора на более мощный (выбираем номинальную мощность трансформатора исходя из установленной мощности генераторов):

$$P_{\text{ном}} = 50 \text{ МВт} \Rightarrow S_{\text{ном Т ЭС1}} = 63 \text{ МВА}$$

На ЭС-1 будет установлен трансформатор типа ТРДН-63000/110.

Выбор трансформаторов на ЭС-2:

Проектируемая ЭС-2 представляет собой станцию с тремя мощными генераторами

2 генератора 60 МВт:

$$P_{\text{ном}} = 60 \text{ МВт} \Rightarrow S_{\text{ном Т ЭС2}} = 80 \text{ МВА}$$

1 генератор 110 МВт:

$$P_{\text{ном}} = 110 \text{ МВт} \Rightarrow S_{\text{ном Т ЭС2}} = 125 \text{ МВА}$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00					20

На ЭС-2 будут установлены два трансформатора типа ТДЦ-80000/110 и один трансформатор ТДЦ-125000/110

1.3.4. Выбор конфигурации схемы сети

В данном разделе разработаем варианты конфигурации схемы сети. Варианты должны удовлетворять критериям рациональности, надежности, экономичности и т.д.

Наметим 4 варианта сети. Каждый вариант будет иметь ведущую идею построения сети (радиальная сеть, кольцевая, смешенная).

На рисунке 1.2 представлена исходная схема сети 110кВ. Наметим возможные пути подключения новых объектов к существующей сети источники мощности для всех потребителей, планируя осуществить их питание по кратчайшему пути.

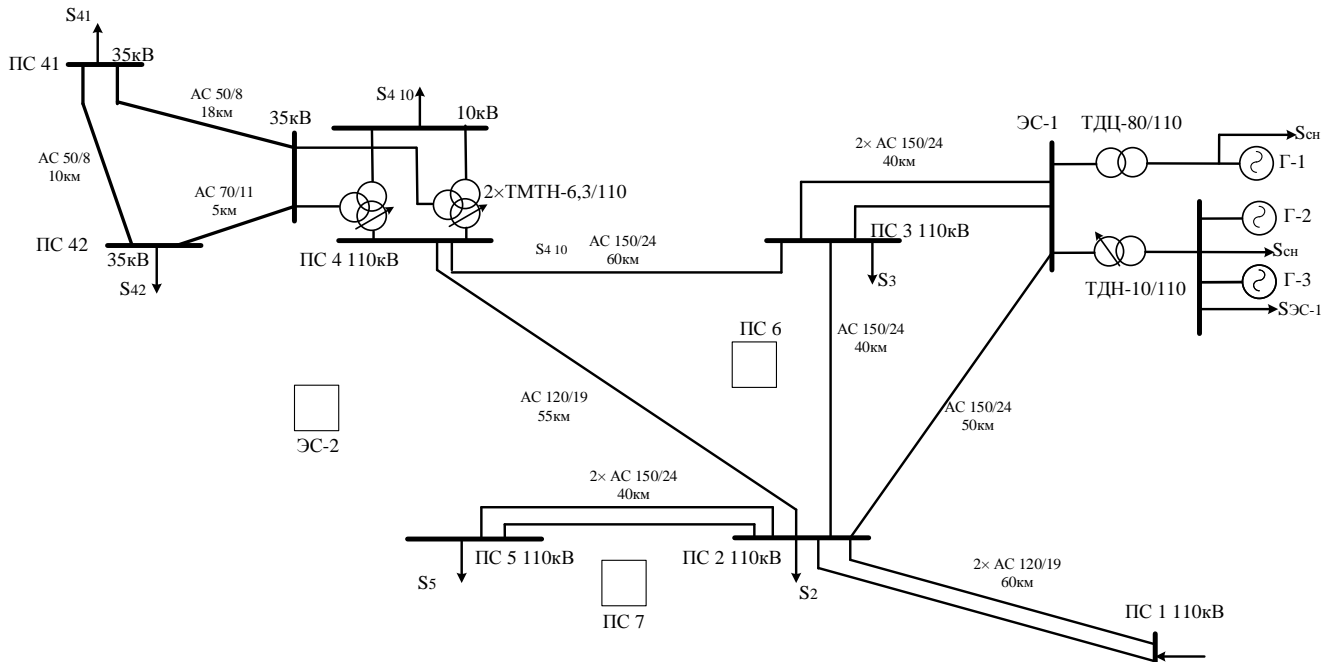


Рисунок 1.2. Существующая сеть и новые вводимые объекты.

Все вводимые объекты требуют 100% резерва по сети, т.к. имеют потребителей первой и второй категории.

Наметим четыре варианта развития сети, представим их графически на рисунке 1.3, далее произведем анализ каждого из них и выберем к дальнейшему рассмотрению два.

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.254.00

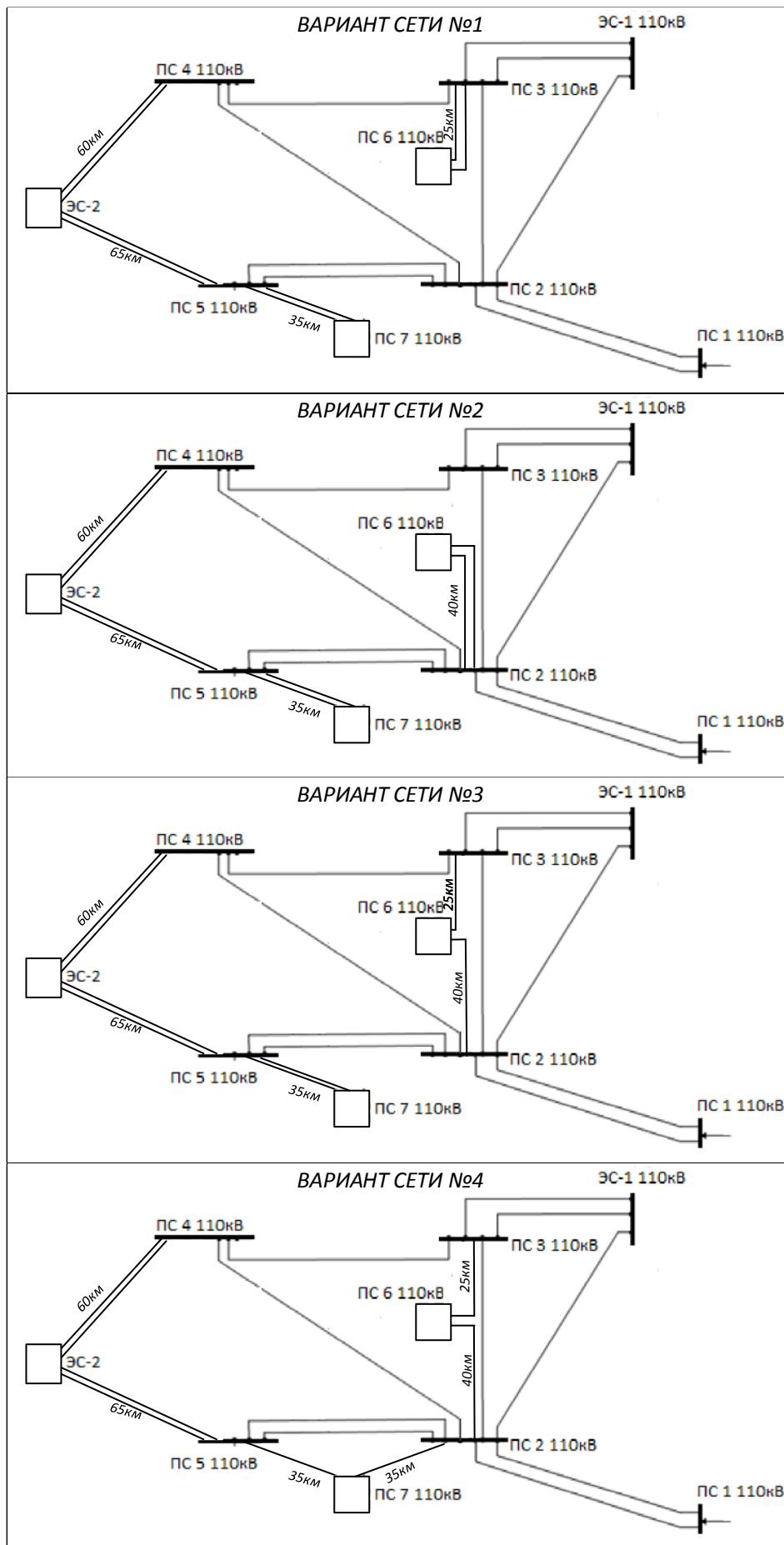


Рисунок 1.3. Варианты развития электрической сети.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

13.03.02.2018.254.00

Лист

23

Рассмотрим основное сходство во всех конфигурациях сети – это подключению новой ЭС-2. Т.к. ЭС-2 является мощным источником генерации электроэнергии, то целесообразно подключить ее двухцепными ВЛ 110кВ. Далее представлено обоснование данного подключения ЭС-2 к сети:

Определяем суммарную установленную мощность ЭС-2:

$$P_{ЭС-2 \text{ уст}} = \sum i P_{\text{ном } i};$$

$$P_{ЭС-2 \text{ уст}} = 230 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{сн}} = 0,06 * 230 = 13,8 \text{ МВт}$$

Определяем мощность, выдаваемую станцией в систему:

$$P_{ЭС-2 \text{ сист}} = P_{ЭС-2 \text{ уст}} - P_{\text{сн}} - P_{ЭС2}; \quad (4)$$

$$P_{ЭС-2 \text{ сист}} = 230 - 42 - 13,8 = 174,2 \text{ МВт}$$

Предварительный выбор напряжения можно провести, ориентируясь на экономически целесообразные области применения различных напряжений [6] или по формуле Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}},$$

где $U_{\text{эк}}$ – наивыгоднейшее напряжение в кВ, L – протяженность ЛЭП в км, P – передаваемая мощность по ЛЭП на одну цепь в МВт.

Первоначально произведем расчет для схемы подключения ЭС-2 через двухцепную ВЛ длиной 60км к ПС 4.

Мощность, передаваемая по ВЛ: $P_{ЭС-2 \text{ сист}} = 174,2 \text{ МВт}$

Расчетное напряжение в нормальном режиме:

$$U_{ЭС2-4} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ЭС2-4}} + \frac{2500}{\frac{P_{ЭС2-4}}{2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{174,2}}} = 164,32 \text{ кВ}$$

Получаем номинальное напряжение ВЛ ЭС2-ПС4 220кВ. Данное напряжение не является выгодным напряжением для данной системы, т.к. существующая сеть имеет класс напряжения 110кВ. Если все же остановиться на классе 220кВ, то данная сеть будет иметь большие вложения в сеть.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						24

13.03.02.2018.254.00

Возникает необходимость установки автотрансформаторов на ПС 4, что ведет к увеличению капиталовложений в строительство. Следовательно, наиболее рациональный вариант подключения ЭС-2 к сети – это две двухцепные ВЛ 110кВ.

Все представленные варианты имеют возможность быть воплощены в реальности, произведем их сравнение и выберем наиболее рациональный вариант схемы развития электрической сети. Критериями для выбора схем являются наименьшая протяженность ВЛ, надежность сети и качество электроэнергии. Также выберем два варианта из представленных на основании их принципа построения, один вариант будет собой представлять радиальное подключение новых ПС, второй замкнутое.

В вариантах 1 и 2 новые ПС 6 и 7 имеют радиальное подключение к сети, выберем из них с наименьшей протяженностью ВЛ, это схема сети №1.

Варианты 3 и 4 представляют собой подключение ПС 6 и 7 как проходные, из них выберем №3.

Все представленные конфигурации сетей являются сложнозамкнутыми сетями. Для дальнейшей работы используем программный комплекс «NetWorks». С помощью него мы определим предварительное потокораспределение по сети и рассмотрим различные послеаварийные режимы. Данный расчет возможно провести без учета сети 35кВ и силовых трансформаторов на ПС/Ст, т.к. потокораспределение определятся приближенно.

1.3.5. Расчет потокораспределения мощностей

1.3.5.1. Расчет параметров схем замещения сетей

Рассчитаем параметры схем замещения рассматриваемых вариантов сети. Средние удельные параметры проводов для новых ВЛ ($r_0 = 0,2$ Ом/км; $x_0 = 0,4$ Ом/км; $b_0 = -2$ мксим/км). Результаты расчета параметров для обоих вариантов сведены в таблицу 1.6.

										Лист
										25
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

Сопротивления и проводимости схемы замещения ВЛЭП определяются по общепринятой методике

$$R_{ij} = \frac{R_0 \cdot L}{n}; \quad X_{ij} = \frac{X_0 \cdot L}{n}; \quad B_{ij} = \frac{B_0 \cdot L}{n}, \text{ где}$$

R_0 - удельное активное сопротивление участка;

X_0 - удельное реактивное сопротивление участка;

B_0 - удельная емкостная проводимость;

L - длина участка;

n - число цепей.

Таблица 1.6 - Параметры схемы замещения сети

Линия	Сечение провода	L, км	R_0	X_0	B_0	Кол-во цепей	R_{ij}	X_{ij}	Вл
			Ом/км	Ом/км	мкСм/км		Ом	Ом	мкСм
ВАРИАНТ СЕТИ 1									
ЭС2-4	-	60	0,2	0,4	2	2	6	12	240
ЭС2-5	-	65	0,2	0,4	2	2	6,5	13	260
5-7	-	35	0,2	0,4	2	2	3,5	7	140
3-6	-	25	0,2	0,4	2	2	2,5	5	100
ВАРИАНТ СЕТИ 2									
ЭС2-4	-	60	0,2	0,4	2	2	6	12	240
ЭС2-5	-	65	0,2	0,4	2	2	6,5	13	260
5-7	-	35	0,2	0,4	2	2	3,5	7	140
2-6	-	40	0,2	0,4	2	2	4	8	160
3-6	-	25	0,2	0,4	2	2	2,5	5	100
СУЩЕСТВУЮЩАЯ СЕТЬ									
5-2	150	40	0,204	0,42	2,707	2	4,08	8,4	216,56
2-3	150	40	0,204	0,42	2,707	1	8,16	16,8	108,28
3-4	150	60	0,204	0,42	2,707	1	12,24	25,2	162,42
2-4	120	55	0,244	0,427	2,658	1	13,42	23,485	146,19
ЭС1-3	150	40	0,204	0,42	2,707	2	4,08	8,4	216,56
ЭС1-2	150	50	0,204	0,42	2,707	1	10,2	21	135,35
1-2	120	60	0,204	0,42	2,707	2	6,12	12,6	324,84

1.3.5.2. Анализ работы электрической сети 110 кВ и выбор сечений линий

Для каждого из двух выше намеченных вариантов электросети требуется выполнить ряд расчетов.

Рассмотреть все возможные послеаварийные режимы сети. Для этого необходимо провести многократное вычисление приближенного потокораспределения в электросети, постоянно меняя её схему, последовательным отключением одного из участков электросети. Для решения этой задачи необходимо использовать ПК «NetWorks». Каждой конфигурация сети будет занесена в данный комплекс в соответствии с параметрами (таблица 3.2). Данный расчет возможно провести без учета сети 35кВ и силовых трансформаторов на ПС/Ст, т.к. потокораспределение определятся приближенно. Результаты расчета нормального режима сетей представлены в приложение 1 в виде карты-схем режимов, рисунок 1 и 2. Результаты расчетов целесообразно представить в виде таблицы 3.3-3.4, результаты расчетов представлены максимальными токами в различных послеаварийных режимах. На основании полученных данных будет произведен выбор сечений, проектируемых ВЛ 110кВ, а также произведена проверка по нагреву всех ВЛ существующей сети ($I_{нб} \geq I_{доп}$).

Покажем на примере выбор сечения новой двухцепной ВЛ 5-7 сети №1, остальной выбор сведен в таблицы 1.7-1.8. Выбор сечения ведем по экономической плотности тока

для $5000 > T_{max} = 6000$ ч, следовательно $j_{max} = 1 \text{ А/мм}^2$ [5].

Ток нормального режима по одной цепи, полученный в ПК «NetWorks».

$$I_{нр} = \frac{93,92}{2} = 46,95(\text{А})$$

Расчетное сечение

$$F_{расч} = \frac{I_{нр}}{j_{нэК}} = \frac{46,95}{1} = 46,95(\text{мм}^2)$$

Выбираем провод 2× АС – 70/11

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

Проверяем сечение по короне и на нагрев длительным током аварийного режима.

1. Проверка по короне. Согласно требованиям ПУЭ (ст.37, табл. 2.5.7) минимальное сечение по короне для сетей 110кВ 70мм^2 .

$$F_{\text{расч}} = 70\text{мм}^2 \geq F_{\text{мин кор}} = 70\text{мм}^2 - \text{условие выполнено}$$

2. Проверка по нагреву, наибольший ток рассчитан ПК «NetWorks»

$$I_{\text{авр}} = \frac{140,88}{2} = 70,44(\text{А})$$

Ток допустимой длительной токовой нагрузки (см. таб. 7.12[1]), 1,2-коррекционный коэффициент допустимого тока для территории Урала.

$$I_{\text{авр}} = 70,44 < 1,2I_{\text{дл.доп.}} = 330\text{А} - \text{условие выполнено}$$

Таблица 1.7 - Выбор сечений проводов сети №1

№ ВЛ	ЭС2-5	5-2	2-3	5-7	3-4	2-4	ЭС2-4	ЭС1-3	ЭС1-2	1-2	3-6
	Значение тока каждой ВЛ, А										
Норм. режим	451,24	275,74	107,68	93,92	136,58	113,63	404,5	304,19	54,86	363,27	306,87
Послеаварийный режим (отключение одной ВЛ или одной цепи в случае двухцепной линии)											
ЭС2-5	676,86	211,49	66,46	91,14	120,09	95,14	346,25	298,01	66,75	246,94	276,35
5-2	451,24	413,61	66,46	91,14	120,09	95,14	346,25	298,01	66,75	246,94	276,35
2-3	445,27	275,96	-	95	176,76	119,41	425,91	382,39	70,96	386,63	323,93
5-7	428,66	211,49	66,46	140,88	120,09	95,14	346,25	298,01	66,75	246,94	276,35
3-4	507,42	329,48	181,77	94,29	-	184,87	346,46	356,04	14,55	384,96	314,41
2-4	505,55	338,32	116,19	94,78	185,33	-	366,12	299,87	73,6	382,75	309,9
ЭС2-4	428,66	211,49	66,46	91,14	120,09	95,14	606,75	298,01	66,75	246,94	276,35
ЭС1-3	428,66	211,49	66,46	91,14	120,09	95,14	346,25	447,02	66,75	246,94	276,35
ЭС1-2	458,98	283,43	100,19	94,18	120,77	123,17	398,63	346,43	-	373,5	307,07
1-2	428,66	211,49	66,46	91,14	120,09	95,14	346,25	298,01	66,75	726,54	276,35
3-6	428,66	211,49	66,46	91,14	120,09	95,14	346,25	298,01	66,75	246,94	613,74
$I_{\text{нб пав}}, \text{А}$	676,86	413,61	181,77	140,88	185,33	184,87	606,75	447,01	73,6	726,54	613,74
$n_c \cdot F_c$	-	2×150	1×150	-	1×150	1×120	-	2×150	1×150	2×120	-
$I_{\text{доп}}^c, \text{А}$	-	540	540	-	540	468	-	540	540	468	-

$n_0 \cdot F_0$	2×240	2×150	1×150	2×70	1×150	1×120	2×240	2×150	1×150	2×120	2×150
$I_{доп}^0, A$	732	540	540	330	540	468	732	540	540	540	732

Для двухцепных ВЛ ток рассчитан по двум цепям, для одноцепных ВЛ – по одной. Поэтому для проверки по нагреву двухцепных ВЛ максимальный ток, полученный в Networks, необходимо разделить на два. Во всех случаях $I_{доп}$ меньше $I_{ПА}$, следовательно, все выбранные марки провода проходят по нагреву.

Таблица 1.8 - Выбор сечений проводов сети №2

№ ВЛ	ЭС2-5	5-2	2-3	5-7	3-4	2-4	ЭС2-4	ЭС1-3	ЭС1-2	1-2	3-6	2-6
	Значение тока каждой ВЛ, А											
Норм. режим	458,24	280,36	41,94	93,48	113,29	119,59	391,40	260,11	86,35	354,72	167,28	134,50
Послеаварийный режим (отключение одной ВЛ или одной цепи в случае двухцепной линии)												
ЭС2-5	687,36	222,64	20,32	91,25	92,27	109,90	333,01	249,58	111,85	255,18	115,52	157,84
5-2	458,24	420,54	20,32	91,25	92,27	109,90	333,01	249,58	111,85	255,18	115,52	157,84
2-3	459,04	282,33	-	93,81	115,09	121,87	394,34	272,81	82,21	363,99	158,95	150,26
5-7	458,24	280,36	41,94	83,88	92,27	109,90	333,01	249,58	111,85	255,18	115,52	157,84
3-4	505,51	328,09	70,29	93,86	-	184,09	345,11	287,20	59,41	371,48	140,67	161,27
2-4	514,56	342,52	57,51	94,16	172,67	-	344,66	253,60	99,29	372,64	179,49	130,13
ЭС2-4	458,24	280,36	41,94	93,48	113,29	119,59	587,10	249,58	111,85	255,18	115,52	157,84
ЭС1-3	441,55	222,64	20,32	91,25	92,27	109,90	333,01	390,17	111,85	255,18	115,52	157,84
ЭС1-2	466,20	287,53	48,88	93,74	96,58	128,64	384,63	338,54	-	365,73	192,39	113,17
1-2	441,55	222,64	20,32	91,25	92,27	109,90	333,01	390,17	111,85	510,36	115,52	
3-6	472,84	292,32	69,63	93,91	84,38	134,98	377,61	210,57	133,21	371,27	-	315,72
2-6	452,70	277,14	115,60	94,36	138,23	114,73	406,74	309,08	54,64	375,81	318,63	-
$I_{нб пав}, A$	687,36	420,54	70,29	94,16	172,67	184,09	587,10	390,17	133,21	510,36	192,39	315,72
$n_c \cdot F_c$	-	2×150	1×150	-	1×150	1×120	-	2×150	1×150	2×120	-	-
$I_{доп}^c, A$	-	540	540	-	540	468	-	540	540	468	-	-
$n_0 \cdot F_0$	2×240	2×150	1×150	2×70	1×150	1×120	2×240	2×150	1×150	2×120	2×185	1×150
$I_{доп}^0, A$	732	540	540	330	540	468	732	540	540	540	612	540

Во всех случаях $I_{доп}$ меньше $I_{ПА}$, следовательно, все выбранные марки провода проходят по нагреву.

Результаты расчета нормального режима сетей:

Суммарные потери мощностей по сети №1:

Суммарные потери активной мощности (P): 15,046 МВт	Суммарные потери реактивной мощности (Q): 13,333 МВАр
Потери в ЛЭП: 14,483 МВт	Потери в ЛЭП: 1,785 МВАр
- нагрузочные в ЛЭП: 14,483 МВт	- индуктивные: 28,308 МВАр
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0 МВт	- зарядная мощность ЛЭП: -26,522 МВАр
Потери в трансформаторах: 0,563 МВт	Потери в трансформаторах: 11,548 МВАр
- нагрузочные в трансформаторах: 0,403 МВт	- потери рассеяния: 10,421 МВАр
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,16 МВт	- намагничения (холостого хода): 1,127 МВАр

Суммарные потери мощностей по сети №2:

Суммарные потери активной мощности (P): 14,428 МВт	Суммарные потери реактивной мощности (Q): 10,952 МВАр
Потери в ЛЭП: 13,873 МВт	Потери в ЛЭП: -0,283 МВАр
- нагрузочные в ЛЭП: 13,873 МВт	- индуктивные: 27,056 МВАр
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0 МВт	- зарядная мощность ЛЭП: -27,339 МВАр
Потери в трансформаторах: 0,554 МВт	Потери в трансформаторах: 11,236 МВАр
- нагрузочные в трансформаторах: 0,39 МВт	- потери рассеяния: 10,079 МВАр
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,164 МВт	- намагничения (холостого хода): 1,157 МВАр

1.3.6. Выбор электрических схем подстанций

Выбор схем электрических соединений распределительных устройств подстанций выполняется на стороне ВН и на стороне НН подстанций, но схемы на стороне низшего напряжения подстанций не зависят от варианта развития электрической сети.

Таблица 1.9 - Схемы распределительных устройств ПС - вариант №1 и 2.

№ сети	№ ПС	Наименование схемы	Q 110 кВ
1	6	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2
	7	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2
	ЭС-2	12- Секционированная система шин с обходной	8
2	6	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	3
	7	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2
	ЭС-2	12- Секционированная система шин с обходной	8

1.4. Технико-экономическое сравнение вариантов

Задачи проектирования энергосистем состоят в разработке и технико-экономическом обосновании решений, определяющих развитие энергосистем, обеспечивающих снабжение потребителей при наименьших затратах. При этом должны выполняться технические ограничения по надежности энергоснабжения и качеству электроэнергии.

В практике разработки проектов электросетей для выбора варианта в качестве основного критерия используются условия минимума приведенных затрат при выполнении условия, что рассматриваемые варианты обеспечивают одинаковый (требуемый) энергетический эффект. При этом предполагается, что все новые электросетевые объекты сооружаются одновременно в течение одного года, что позволяет не учитывать распределение затрат во времени.

Экономические показатели рассматриваемых вариантов определяют в ценах одного временного периода и по одному источнику. При выполнении проектных работ применяются укрупненные стоимостные показатели.

Приведенные затраты определяются по следующей формуле, тыс. руб:

$$Z = E_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} + Z_{\Delta \varepsilon}$$

где E_n - нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений равный 0,12 для электроэнергетики;

$K_{\Sigma} = K_{вл\Sigma} + K_{пс\Sigma}$ - суммарные капиталовложения на сооружение сети;

$I_{\Sigma} = I_{вл\Sigma} + I_{пс\Sigma}$ - сумма издержек на обслуживание, ремонт линии и ПС;

$Z_{\Delta \varepsilon}$ - затраты на возмещение потерь электроэнергии;

1. Рассчитаем капиталовложения в линии для всех вариантов/

Стоимость воздушных линий зависит от их номинального напряжения, сечения проводов, конструкции и материала опор, а также от внешних нагрузок (гололеда и ветра). Район по гололеду II. Укрупненные стоимостные показатели возьмем из стандарта «ОАО»-«ФСК» 2013г [7].

Экономическое сравнение будем производить только по отличным элементам в конфигурациях сетей. Так предложенные варианты имеют одинаковые конфигурации за исключением одной ВЛ.

Для варианта №1- ВЛ 3-6, L=25 км, марка провода 2×АС 240/32.

Зная, стоимость 1 км линии и её длину, находим затраты на сооружение линии.

Тип опор – стальные решетчатые:

$$K_{л} = \sum K_{0i} \cdot L_i \quad , \text{ где}$$

K_{0i} - удельная стоимость одного километра линии i-го типа ([7], ст.14, табл.1);

L_i - длина линии i-го типа.

Удельная стоимость одного километра линии сечением

$$2 \times \text{АС } 150/24 \quad K_0 = 1282,2 \text{ тыс. руб}$$

Стоимость сооружения ВЛ :

$$K_{л} = K_0 \cdot L = 1282,2 \cdot 25 = 32055 \text{ тыс. руб.}$$

Для варианта №2- ВЛ 3-6, L=25 км, марка провода АС 185/29.

- ВЛ 2-6, L=40 км, марка провода АС 150/24.

Удельная стоимость одного километра линии сечением

$$\text{АС } 185/29 \quad K_0 = 905,7 \text{ тыс. руб}$$

Стоимость сооружения ВЛ 3-6 и 2-6 :

$$K_{л} = K_0 \cdot L = 905,7 \cdot 25 + 905,7 \cdot 40 = 58870,5 \text{ тыс. руб.}$$

2. Капитальные вложения в подстанции разделены на четыре составляющие:

$$K_{п/ст} = K_{py} + K_T + K_{кy} + K_{п} \quad , \text{ где}$$

K_{py} - затраты в распределительные устройства;

K_T - затраты по силовым трансформаторам (не учитываем, все трансформаторы одинаковые в обоих вариантах);

$K_{кy}$ - затраты по компенсирующим устройствам (не учитываем);

$K_{п}$ - постоянная часть затрат.

А) затраты в распределительные устройства

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		32

Условимся, что все выключатели воздушные. Укрупненные стоимостные показатели возьмем из стандарта «ОАО»-«ФСК» 2013г ([7].ст.59.табл.11.)

Таблица 1.10 - Стоимость распределительных устройств сети

Узел	Количество Q	U _{НОМ} , кВ	Электрическая схема подстанции на стороне ВН	Расчетная стоимость ячейки с выключателем, тыс. руб.	Цена ОРУ узла
ПС 6 сеть №1	2	110	4Н-Блок с выкл	4616	9232
ПС 6 сеть №2	3	110	5Н-Мостик	4616	13484

Б) Постоянная часть затрат. Укрупненные стоимостные показатели возьмем из стандарта «ОАО»-«ФСК» 2013г ([7].ст.65.табл.25.)

Таблица 1.11 - Постоянная часть затрат сети

ПС	Напряжение, кВ	Электрическая схема подстанции на стороне ВН	Постоянная часть
ПС 6 сеть №1	110/10	4Н-Блок с выкл	10340
ПС 6 сеть №2	110/10	5Н-Мостик	15470

Итого капитальные вложения всей сети (сравнение произведено по отличающимся параметрам вариантов) составят:

- для первой сети 51627 тыс.руб.
- для второй сети 87825 тыс.руб.

3. Ежегодные издержки складываются из отчислений на амортизацию, расходов на текущий ремонт и обслуживание.

Амортизационные отчисления используются для выполнения капитальных ремонтов и полной замены оборудования.

Расходы на текущий ремонт и обслуживание включают в себя зарплату ремонтного персонала, расходы на приобретение необходимых для эксплуатации материалов, приборов и прочие общесетевые расходы.

Величина годовых эксплуатационных издержек (И) может быть определена по формулам:

$$И = И_{л} + И_{п/ст} + С_{э},$$

$$И_{л} = \frac{A_{АО(л)} \cdot K_{л}}{100},$$

$$И_{п/ст} = \frac{A_{АО(п/ст)} \cdot K_{п/ст}}{100}.$$

$И_{л}$ - эксплуатационные издержки для линий;

$И_{п/ст}$ - эксплуатационные издержки для подстанций;

$A_{АО(л)}$ - отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание по линиям (принимается равным 2,8%);

$A_{АО(п/ст)}$ - отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание по подстанциям (принимается равным 10,3%);

$K_{л}, K_{п/ст}$ - соответственно капитальные вложения по линиям и подстанциям;

Сведем полученные результаты в таблицу 1.12.

Таблица 1.12 - Техничко-экономические показатели сети

№	К л, тыс.руб.	К пс, тыс.р.	К сум, тыс.р.	И л, тыс.р./год.	И пс, тыс.р./год	И сум, тыс.р./год
1	32055	19572	51627	897,54	2015,9	2913,5
2	58871	28954	87825	1648,4	2982,3	4630,6

4. Определим потери электроэнергии:

$$\sum \Delta Э = \sum \Delta P \cdot \tau$$

$\sum \Delta P$ – суммарные нагрузочные потери мощности по ВЛ 110кВ, рассчитанные ранее в ПК Networks.

(сеть №1 $\sum \Delta P = 14,88$ МВт, сеть №2 $\sum \Delta P = 14,26$ МВт).

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4591,8\text{ч}$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00					34

Потери электроэнергии и затраты на возмещение потерь сети первого варианта:

$$\sum \Delta \mathcal{E}_1 = 14,88 \cdot 4591,8 = 68340 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$З_{\Delta \mathcal{E}1} = \mathcal{C}_9 \sum \Delta \mathcal{E}_1 = 2,9 \cdot 68340 = 198185 \text{ тыс. руб/год}$$

$\mathcal{C}_9 = 2,9 \text{руб кВтч}$ - стоимость потерь электроэнергии для сети 110кВ.

Потери электроэнергии и затраты на возмещение потерь сети шестого варианта:

$$\sum \Delta \mathcal{E}_2 = 14,26 \cdot 4591,8 = 65479 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$З_{\Delta \mathcal{E}2} = \mathcal{C}_9 \sum \Delta \mathcal{E}_2 = 2,9 \cdot 65479 = 189889 \text{ тыс. руб/год}$$

Найдем приведенные затраты сети для обоих вариантов:

$$\begin{aligned} Z_1 &= E_n \cdot K_{1\Sigma} + I_{1\Sigma} + Z_{\Delta \mathcal{E}1} = 0,12 \cdot 51627 + 2913,5 + 198185 \\ &= 207294,5 \text{ тыс. руб/год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_2 &= E_n \cdot K_{2\Sigma} + I_{2\Sigma} + Z_{\Delta \mathcal{E}2} = 0,12 \cdot 87825 + 4630,6 + 198185 \\ &= 205059 \text{ тыс. руб/год} \end{aligned}$$

Вывод: В результате проведенного ТЭС вариантов схем выяснили, что варианты экономически равноценные, разница в затратах составляет 1%. К дальнейшему рассмотрению примем схему №1. Т.к. подключение ПС6 потребует модернизации ГРУ ВН ПС 3 и ПС2, как в первом варианте реконструкции подвергается только РУ ПС 3.

1.5. Расчет и анализ основных режимов спроектированной сети.

1.5.1. Расчетные параметры схемы замещения сети.

Для выбранного варианта рассчитаем параметры схемы замещения сети (таблицы 1.13 и 1.14).

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		35

Таблица 1.13 - Параметры схемы замещения ВЛ

Линия	Сечение провода	L, км	R ₀ ,	X ₀ ,	B ₀	Кол-во цепей	R _{ij} ,	X _{ij} ,	Вл,
			Ом/км	Ом/км	мкСм/км		Ом	Ом	мкСм
Сеть 110кВ									
ЭС2-4	240	60	0,118	0,405	2,808	2	3,5	12,2	337,0
ЭС2-5	240	65	0,118	0,405	2,808	2	3,8	13,2	365,0
5-7	70	35	0,42	0,44	2,547	2	7,4	7,7	178,3
3-6	150	25	0,204	0,42	2,707	2	2,6	5,3	135,4
5-2	150	40	0,204	0,42	2,707	2	4,08	8,4	216,56
2-3	150	40	0,204	0,42	2,707	1	8,16	16,8	108,28
3-4	150	60	0,204	0,42	2,707	1	12,24	25,2	162,42
2-4	120	55	0,244	0,427	2,658	1	13,42	23,485	146,19
ЭС1-3	150	40	0,204	0,42	2,707	2	4,08	8,4	216,56
ЭС1-2	150	50	0,204	0,42	2,707	1	10,2	21	135,35
1-2	120	60	0,204	0,42	2,707	2	6,12	12,6	324,84
Сеть 35кВ									
4'-41	70	18	0,42	0,44	-	1	7,6	8,0	-
41-42	50	10	0,59	0,46	-	1	5,9	4,6	-
4"-42	70	5	0,42	0,44	-	1	2,1	2,2	-

Учтем потери холостого хода в Г-образной схеме замещения трансформаторов за счет активных G_T и реактивных B_T проводимостей.

Для расчета параметров трансформаторов воспользуемся формулами, параметры трансформаторов будут одинаковы для обоих вариантов схем:

R_m – активное сопротивление трансформатора.

X_m – реактивное сопротивление трансформатора.

$$G_m = \frac{N \cdot \Delta P_{xx}}{U_{ном}^2},$$

где G_m – активная проводимость трансформатора,

N – число трансформаторов,

ΔP_{xx} – активные потери холостого хода трансформатора.

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора.

$$B_m = \frac{N \cdot \Delta Q_{xx}}{U_{ном}^2},$$

где B_m – реактивная проводимость трансформатора,

ΔQ_{xx} - активные потери холостого хода

Таблица 1.14 - Данные силовых трансформаторов

№	Тип	R_T			X_T			G, мкСм	B, мкСм
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
4	2×ТДТН 25000/110/35/10	0,75	0,75	0,75	28,5	-	17,85	4,7	26,5
6	2×ТРДН 40000/110	0,7	-	-	17,35	-	-	5,5	39,3
7	2×ТДН 25000/110	2,19	-	-	43,35	-	-	2,9	16,9

1.5.2. Расчет режима максимальных нагрузок

Согласно исходным данным напряжение на шинах 118 кВ. Суммарная нагрузка всех потребителей на понизительных ПС сети 197 МВт.

Карта режима максимальных нагрузок представлена в графической части ВКР.

Исходя из проведенного расчета, получаем потери активной мощности сети 11,5 МВт.

Таблица 1.15 - Загрузка линий (в расчете на одну цепь).

Линия	УН	УК	P, МВт	I, А
ЭС2-5	ЭС-2	ПС 5	91,59	452,92
5-2	ПС 5	ПС 2	39,39	209,27
2-3	ПС 2	ПС 3	12,02	96,61
5-7	ПС 5	ПС 7	28,86	168,88
3-4	ПС 4	ПС 3	27,64	140,39
2-4	ПС 4	ПС 2	20,36	110,24
ЭС2-4	ЭС-2	ПС 4	82,61	413,99
ЭС1-3	ЭС-1	ПС 3	51,34	296,81
ЭС1-2	ЭС-1	ПС 2	11,06	55,56
1-2	ПС 2	ПС 1	29,67	286,29
3-6	ПС 3	ПС 6	50,97	302,66
ПС4-41	ПС 4 35кВ	41	5	102,77
41-42	42	41	3,32	67,78
ПС4-42	ПС 4 35кВ	42	10,61	211,68

Суммарные потери активной мощности (P): 11,432 МВт

Потери в ЛЭП: 10,745 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 10,745 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0 МВт

Потери в трансформаторах: 0,688 МВт

- нагрузочные в трансформаторах: 0,525 МВт

- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,163 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 9,714 МВАр

Потери в ЛЭП: -4,045 МВАр

- индуктивные: 26,557 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -30,602 МВАр

Потери в трансформаторах: 13,759 МВАр

- потери рассеяния: 12,742 МВАр

- намагничения (холостого хода): 1,017 МВАр

В нормальном режиме значения напряжений на шинах 10кВ должны находиться в допустимых пределах 9,5-10,5кВ. Рекомендуемое напряжение на шинах НН в режиме максимальных нагрузок 10,5кВ. Анализируя полученные результаты, некоторые значения напряжений на шинах 10кВ не соответствуют допустимым, в дальнейшем будет необходимо регулирование напряжения при помощи РПН.

1.5.3. Расчет режима минимальных нагрузок

Согласно исходным данным напряжение на шинах 115кВ. Суммарная нагрузка всех потребителей составляет 70% от режима максимальных нагрузок.

Карта режима минимальных нагрузок представлена в графической части ВКР.

Исходя из проведенного расчета, получаем потери активной мощности сети 5,5 МВт.

Таблица 1.16 - Загрузка линий (в расчете на одну цепь).

Линия	УН	УК	P, МВт	I, А
ЭС2-5	ЭС-2	ПС 5	58,29	299,16
5-2	ПС 5	ПС 2	21,57	148,79
2-3	ПС 2	ПС 3	8,62	52,19
5-7	ПС 5	ПС 7	11,31	67,22
3-4	ПС 4	ПС 3	16,08	85,79
2-4	ПС 4	ПС 2	10,42	66,51
ЭС2-4	ЭС-2	ПС 4	47,51	243,8
ЭС1-3	ЭС-1	ПС 3	36,27	228,11
ЭС1-2	ЭС-1	ПС 2	7,53	49,73
1-2	ПС 2	ПС 1	8,68	157,74
3-5	ПС 3	ПС 6	35,5	212,9
ПС4-41	ПС 4 35кВ	41	2,32	47,45
41-42	42	41	1,24	23,96
ПС4-42	ПС 4 35кВ	42	4,82	92,87

Суммарные потери активной мощности (P): 5,427 МВт

Потери в ЛЭП: 5,017 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 5,017 МВт

- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0 МВт

Потери в трансформаторах: 0,409 МВт

- нагрузочные в трансформаторах: 0,25 МВт

- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,159 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -9,914 МВАр

Потери в ЛЭП: -16,991 МВАр

- индуктивные: 12,442 МВАр

- зарядная мощность ЛЭП: -29,433 МВАр

Потери в трансформаторах: 7,077 МВАр

- потери рассеяния: 6,079 МВАр

- намагничения (холостого хода): 0,998 МВАр

В нормальном режиме значения напряжений на шинах 10кВ должны находиться в допустимых пределах 9,5-10,5кВ. Рекомендуемое напряжение на шинах НН в режиме минимальных нагрузок 10кВ. Анализируя полученные результаты, некоторые значения напряжений на шинах 10кВ не соответствуют допустимым, в дальнейшем будет необходимо регулирование напряжения при помощи РПН.

1.5.4. Расчет послеаварийного режима

Согласно исходным данным напряжение на шинах 113кВ. Нагрузка потребителей такая же, как и в максимальном режиме.

Рассмотрим один из самых тяжелых режимов работы сети – отключение ВЛ 3-4 110кВ.

Карта послеаварийного режима нагрузок представлена в графической части ВКР. В послеаварийном режиме значения напряжений на шинах 10кВ должны находиться в допустимых пределах 9,0-10,0кВ. Желаемое напряжение 10,5кВ, в дальнейшем было произведено регулирование напряжения.

1.6. Регулирование напряжение у потребителя

Согласно ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" нормально допустимые установившиеся отклонения напряжения на выводах электроприемников должны быть в пределах $\pm 5\%$ от номинального напряжения (380/220 В; 6 и 10 кВ), а предельно допустимые установившиеся отклонения - $\pm 10\%$ (в ненормальных режимах работы сети).

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00					

В нормальном режиме значения напряжений на шинах 10кВ должны находиться в допустимых пределах 9,5-10,5кВ. Рекомендуемое напряжение на шинах НН в режиме максимальных нагрузок 10,5кВ. Анализируя полученные результаты (табл.3.1,V), некоторые значения напряжений на шинах 10кВ не соответствуют допустимым, в дальнейшем будет необходимо регулирование напряжения при помощи РПН.

Произведем регулирование напряжения на примере ПС 6.

ПС 1 - РПН: $9 \pm 1,78\%$

Найдем количество требуемых отпаяк:

$$n' = \frac{\frac{U_{10кВ}}{U_{жел\ 10кВ}} - 1}{\frac{1,78}{100}} \frac{9,52}{10,5} - 1 = -5,54$$

Округляем в ближнюю сторону $n' = -6$

$$U_{10кВ}' = \frac{U_{10кВ}}{1 - \frac{1,78 \cdot n'}{100}} = \frac{9,52}{1 - \frac{1,78 \cdot 2}{100}} = 10,49кВ$$

Регулирование напряжения для всех ПС сведем в таблицу 6.1. Затем произведем окончательный перерасчет максимального режима сети. Режимы режимов – режим максимальных/минимальный/послеаварийный (регулирование напряжения) представлены в приложение А.

Таблица 1.17 - Регулирование напряжения РПН

№ПС	6 10кВ	7 10кВ	4 10кВ	4 35кВ
максимальный режим				
$U_{д10кВ}, кВ$	9,52	10,03	9,86	32,98
$U_{жел\ 10кВ}, кВ$	10,49	10,59	10,5	34,74
№ отпайки	-6	-3	-3	-3
Кт	9,4	9,9	9,9	3,0
минимальный режим				
$U_{д10кВ}, кВ$	9,64	10,14	9,88	32,88
$U_{жел\ 10кВ}, кВ$	10,0	9,9	10,0	33,9

№ отпайки	-2	1	-1	-1
Кт	9,3	9,9	9,9	3,2
послеаварийный режим				
$U_{д10кВ}, кВ$	9,08	9,92	9,66	32,31
$U_{жел 10кВ}, кВ$	10,58	10,47	10,5	35,50
№ отпайки	-7	-3	-3	-3
Кт	9,3	9,9	9,9	3,0

1.7. Расчет технико-экономических показателей спроектированной электрической сети.

Расчет капиталовложений на строительство ЛЭП

Расчет капитальных вложений на сооружение электрической сети.

$$K_{\Sigma} = K_{Л\Sigma} + K_{ЭС\Sigma} + K_{ПС\Sigma}$$

где: $K_{Л\Sigma}$ - капиталовложения в ЛЭП

$K_{ПС\Sigma}$ - капиталовложения в подстанции

Расчет капиталовложений на строительство ЛЭП.

$$K_{Л\Sigma} = \sum_{i=1}^m K_{0i} \cdot L_i$$

где: K_{0i} - удельная стоимость сооружения 1 км линии электропередач

L_i - фактическая длина линии электропередач, км

$$L_i = k_{удл.} \cdot l_i$$

где: $k_{удл.}$ - коэффициент удлинения.

l_i - расстояние по прямой, км

Коэффициент удлинения для удобства учтен в начале расчетов в длине линий.

Таблица 1.18 - Затраты на сооружение линий

Линия	L, км	Число цепей	U _{НОМ} , кВ	F _{НОМ} , мм ²	Ко, тыс.руб/км	Кл, тыс.руб	Клсум, тыс.руб
ЭС2-4	60	2	110	240	1372,8	82368	248532
ЭС2-5	65	2	110	240	1372,8	89232	
5-7	35	2	110	70	1282,2	44877	
3-6	25	2	110	150	1282,2	32055	

Расчет капиталовложений на строительство подстанций и станций:

$$K_{ПС\Sigma} = \sum_{i=1}^n K_{ПСi}$$

$$K_{ПСi} = K_{тр} + K_{ру} + K_{доп} + K_{пост}$$

где: $K_{тр}$ - капиталовложения в трансформаторы

$K_{доп}$ - капиталовложения в дополнительное оборудование (не учитываем)

$K_{ру}$ - капиталовложения в РУ (учитываем РУ ВН)

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат по ПС

Укрупненные стоимостные показатели возьмем из стандарта «ОАО»-«ФСК» 2013г ([7].ст.65.табл.25.)

Таблица 1.19 - Стоимость силовых трансформаторов сети

ПС/Ст	Количество тр-в	S _{НОМ} , МВА	U _{НОМ} , кВ	Цена одного тра-ра, тыс.руб	Цена тр-ов ПС	Цена всех тр-ов сети
4	2	25	110/35/10	8575	17150	115967
6	2	40	110/10	9823	19646	
7	2	25	110/10	7849	15698	
ЭС-1	1	63	110/10	12377	12377	
ЭС-2	1	125	110/10	18432	18432	
ЭС-2	2	8	110/10	16332	32664	

Таблица 1.20 - Стоимость распределительных устройств сети

Узел	Количество Q	U _{НОМ} , кВ	Электрическая схема подстанции на стороне ВН	Расчетная стоимость ячейки с выключателем, тыс.руб.	Цена ОРУ узла
ПС 6 (нов)	2	110	4Н-Блок с выкл	4616	9232
ПС 7 (нов)	2	110	4Н-Блок с выкл	4616	9232
ПС-3 (рек)	2	110	12-Сборная шина	4616	9232
ПС-4 (рек)	8	110	12-Сборная шина	4616	36928
ПС-5 (рек)	10	110	12-Сборная шина	4616	46160
ЭС-2 (нов)	8	110	12-Сборная шина	4616	36928

Таблица 1.21 - Постоянная часть затрат ПС сети

ПС	Напряжение, кВ	Электрическая схема подстанции на стороне ВН	Постоянная часть, тыс.руб.	Итого по всей сети, тыс.руб.
ПС 6	110/10	4Н-Блок с выкл	10340	79900
ПС 7	110/10	4Н-Блок с выкл	10340	
ЭС-2	110/10	12-Сборная шина	19740	
ПС-4 (рек)	110/10	12-Сборная шина	19740	
ПС-5 (рек)	110/10	12-Сборная шина	19740	

Капиталовложения в сеть (новые объекты) :

$$K_{\text{СЕТИ}} = 79900 + 147712 + 115967 + 248532 = 592111 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет издержек на ремонт и обслуживание электрической сети

I_{Σ} - ежегодные суммарные эксплуатационные расходы по сети, которые включают в себя отчисления на амортизацию всех элементов сети, расходы на текущий ремонт и обслуживание линий и подстанции.

$$I_{\Sigma} = I_{\Sigma \text{ ПС}} + I_{\Sigma \text{ ЛЭП}}$$

$$I_{\Sigma \text{ Л}} = 248532 \cdot 0,028 = 6958,9 \text{ тыс. руб / год}$$

$$I_{\Sigma \text{ ПС}} = 343579 \cdot 0,103 = 35389 \text{ тыс. руб / год}$$

$$I_{\Sigma} = I_{\Sigma \text{ ПС}} + I_{\Sigma \text{ ЛЭП}} = 42347,5 \text{ тыс. руб / год}$$

Определение потерь мощности и электроэнергии в электрической сети

Используем режим максимальных нагрузок, где потери мощности в линиях и трансформаторах уже посчитаны.

1. Суммарные потери активной мощности в линиях и трансформаторах:

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		43

$$\Delta P_{C1} = 11,27 \text{ МВт}$$

$$\tau = 4591,8 \text{ ч}$$

Потери электроэнергии и затраты на возмещение потерь сети:

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{хх сум}} = 0,5 \text{ МВт}$$

$$\begin{aligned} \sum \Delta \mathcal{E} &= \Delta P_{\text{нагр}} \tau + \Delta P_{\text{пост}} T_{\text{мах}} = 11,27 \cdot 4591,8 + 0,5 \cdot 8760 \\ &= 56130 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год} \end{aligned}$$

$$I_{\Delta \mathcal{E}} = C_{\mathcal{E}} \sum \Delta \mathcal{E} = 2,9 \cdot 56130 = 162776 \text{ тыс. руб/год}$$

В процентах от переданной в электрическую сеть электроэнергии годовые потери электроэнергии в сети составляют:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} * 100\% = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}}{P_a * T_{\text{нб}}} * 100\% = \frac{162776}{236 * 6000} * 100\% = 11\%$$

Расчет себестоимости передачи электроэнергии в сети:

Себестоимость передачи электроэнергии по спроектированной сети можно определить по формуле.

$$C = \frac{I_{\text{сети}} + I_{\Delta \mathcal{E}}}{\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}} = \frac{I_{\text{сети}} + I_{\Delta \mathcal{E}}}{P_a * T_{\text{нб}}} = \frac{162776 + 42347,5}{236 * 6000} = 0,14 \text{ руб/кВтч}$$

2 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ ПС-6

2.1 Выбор электрической аппаратуры на ВН и НН подстанции

2.1.1 Расчёт токов нагрузок на присоединениях на ВН и НН распределительных устройств в нормальном и утяжелённом режимах

Нормальный режим предусмотрен планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Ток нагрузки может меняться в зависимости от графика нагрузки.

Аварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током $I_{ав, макс}$.

Расчетные токи нормального и утяжеленного режимов заносим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные токи нормального и утяжеленного режимов

Нормальный режим	Аварийный режим
ВН	ВН
Ток на трансформатор: $I'_{TP} = \frac{0,7 \cdot S'_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}$ $I'_{TP} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 147 \text{ A}$	Ток на трансформатор: $I'_{TP} = \frac{1,4 \cdot S'_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}$ $I'_{TP} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ A}$
НН	НН
Ток от трансформатора: $I''_{TP} = \frac{0,7 S'_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 2}$ $I''_{TP} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 771 \text{ A}$	Ток от трансформатора: $I''_{TP} = \frac{1,4 \cdot S'_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 2}$ $I''_{TP} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1542 \text{ A}$

Продолжение таблицы 2.1

Нормальный режим	Аварийный режим
<p>Ток в отходящих линиях:</p> $I_{отх.л} = \frac{0,7S'_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot n_{отх.л}}$ $I_{отх.л} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12} = 128 \text{ А}$	<p>Ток в отходящих линиях:</p> $I_{отх.л} = 2 \cdot I_{норм.отх.л} = 256 \text{ А}$

где $S_{нагр}$ – мощность нагрузки подстанции;
 $S_{нт}$ – номинальная мощность трансформатора;
 $S_{транз}$ – транзитная мощность;
 $U_{ВН}$ – напряжение на стороне ВН подстанции;
 $U_{НН}$ – напряжение на стороне НН подстанции;
 $n_{пл}$ – количество питающих линий;
 $n_{отх}$ – количество отходящих линий на стороне НН.

2.1.2 Расчет токов короткого замыкания на ВН и НН

Электроаппараты и шины РУ необходимо проверить на электродинамическую и термическую устойчивость к ТКЗ. Коммутационная аппаратура (выключатели и предохранители) проверяется, помимо этого, по отключающей способности. Для этого составляют расчетную схему замещения, намечают расчетные точки КЗ и определяют ТКЗ.

При разработке расчетной схемы для определения аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим электроустановки, при котором в данной цепи будет максимальный ТКЗ.

За расчетную точку КЗ принимают точку, при повреждении в которой через выбираемое оборудование либо проводник будет течь максимальный ток.

Секционный выключатель на СШ НН принимается нормально отключенный. Расчетную схему для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН можно представить следующим образом (рисунок 2.1):

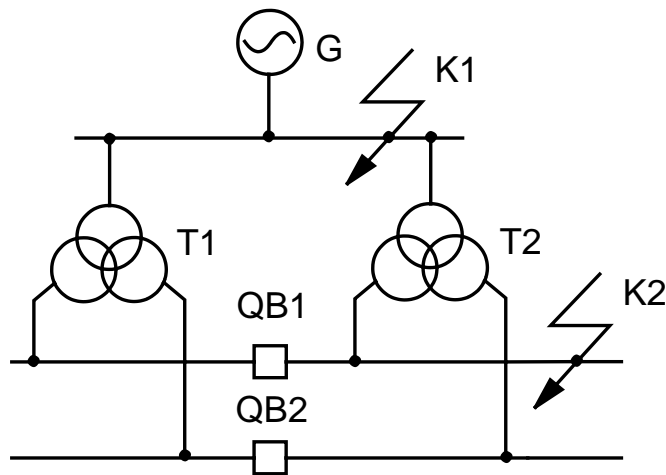


Рисунок 2.1 – Короткое замыкание на шинах ВН

1) Расчетные сопротивления обмоток трансформатора:

$$x_{ВН} = 0,125 \cdot \frac{U_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{HT}}, \quad (2.1)$$

$$x_{HH1} = x_{HH2} = 1,75 \cdot \frac{U_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{HT}}, \quad (2.2)$$

$$x_{ВН} = 0,125 \cdot \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,033,$$

$$x_{HH1} = x_{HH2} = 1,75 \cdot \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,459.$$

где U_k – напряжение КЗ трансформатора;

S_{δ} – базисная мощность;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора.

$$x = x_{ВН} + x_{HH2} + x_{*c}, \quad (2.3)$$

$$x = 0,033 + 0,459 + 0,025 = 0,517$$

2) Расчет трехфазного КЗ на шинах 110 кВ в точке К-1:

Исходя из анализа рисунка 2.1, можно изобразить схему замещения (рисунок 2.2):

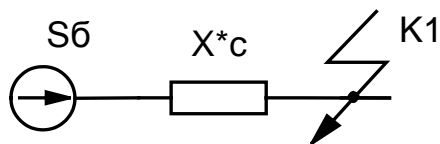


Рисунок 2.2 – Схема замещения при КЗ на СШ ВН

Принимаем базисную мощность $S_B = 100 \text{ МВА}$

Базисный ток:

$$I_{Б220} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (2.4)$$

$$I_{Б220} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

ТКЗ в начальный момент:

$$I_{п,0} = I_{п,t} = \frac{I_{6110}}{X_{*с}}, \quad (2.5)$$

$$I_{п,0} = I_{п,t} = \frac{0,502}{0,025} = 20,1 \text{ кА.}$$

Ударный ТКЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п,0}, \quad (2.6)$$

где k_{y1} – ударный коэффициент;

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 20,1 = 48,8 \text{ кА.}$$

3) Расчет трехфазного ТКЗ на СШ 10,5 кВ в точке К-2:

Составим схему замещения (рисунок 2.3):

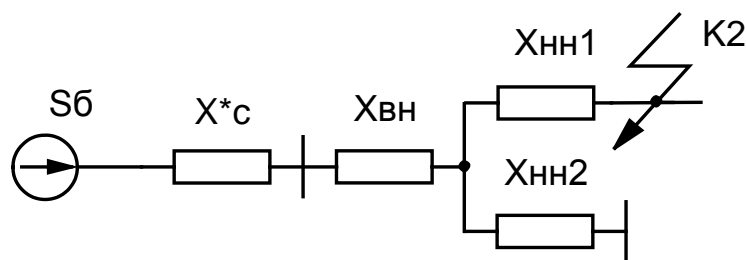


Рисунок 2.3 – Схема замещения при КЗ на СШ НН

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (2.7)$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Ток короткого замыкания в начальный момент:

$$I_{п,0} = I_{п,т} = \frac{I_6}{X}, \quad (2.8)$$

$$I_{п,0} = I_{п,т} = \frac{5,5}{0,517} = 10,6 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_{y2} \cdot I_{п,0}, \quad (2.9)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 10,6 = 28,5 \text{ кА}.$$

2.1.3 Выбор выключателей, разъединителей на ВН и НН подстанции

На напряжении 110 кВ рекомендуются к установке воздушные и элегазовые выключатели. При выборе выключателей, как и прочего электрооборудования, целесообразно стремиться к однотипности, в связи с этим основной расчет производят по одной из цепей на ВН, а в остальных устанавливают аналогичные выключатели при условии прохождения электроаппаратов по основным параметрам.

Выключатели выбирают:

- по номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст} = 110 \text{ кВ}, \quad (2.10)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max} = 294 \text{ А}, \quad (2.11)$$

в качестве расчетного тока в данном случае выступает ток утяжеленного режима цепей питающих ЛЭП;

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

- по отключающей способности,:

$$I_{п,0} = 20,1 \text{ кА.}$$

К установке принимаем элегазовый выключатель типа ВГТ-110Б-40/2500 У1 с гидравлическим приводом.

Собственное время отключения выключателя $t_{с,в} = 0,03 \text{ с.}$

В первую очередь производят проверку на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{п,\tau} \leq I_{отк.ном}, \quad (2.12)$$

Расчетное значение периодической составляющей ТКЗ $I_{п,0} = I_{п,\tau} = 20,1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА} \Rightarrow$ проходит.

Затем проверяют возможность отключения аperiodической составляющей ТКЗ $i_{а,\tau}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{а,\tau} \leq i_{а,ном}, \quad (2.13)$$

Аperiodическую составляющую ТКЗ для ветви энергетической системы вычисляют:

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (2.14)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ; $T_a = 0,03 \text{ с.}$

Расчетное время

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с,в}, \quad (2.15)$$

где $t_{з,мин}$ – минимальное время действия РЗ;

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

Согласно (8) имеем:

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot 20,1 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 7,5 \text{ кА.}$$

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

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

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном} \quad (2.16)$$

где β_n – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей; определяется по кривой $\beta_n = f(\tau)$ для τ .

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,5 \text{ кА} > 7,5 \text{ кА} \Rightarrow \text{проходит}$$

Электродинамическую стойкость проверяют по условиям:

$$I_{п,0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин} ; 20,1 \leq 40 \Rightarrow \text{проходит}, \quad (2.17)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин} ; 48,8 \leq 102 \Rightarrow \text{проходит}, \quad (2.18)$$

где $I_{дин}, i_{дин}$ – действующее и амплитудное значения тока электродинамической стойкости;

i_y – ударный ток КЗ.

Термическую стойкость проверяют по тепловому импульсу Т КЗ:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (2.20)$$

где W_k – полный тепловой импульс КЗ;

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (2.21)$$

$$t_{отк} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с};$$

$$W_k = 20,1^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 77 \text{ (кА)}^2\text{с}.$$

По каталогу

- предельный ток термической стойкости $I_{тер} = 40 \text{ кА}$;
- длительность протекания $I_{тер} - t_{тер} = 3 \text{ с}$.

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2\text{с} \geq 77 \text{ (кА)}^2\text{с} \Rightarrow \text{проходит}$$

Все параметры сводятся в таблицу 2.2.

Разъединители выбирают:

- по номинальному напряжению

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		51

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ};$$

- по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}} = 294 \text{ А}; \quad (2.23)$$

- по конструкции, роду установки.

Рассматривая два последних критерия совместно, выбирается разъединитель с номинальными токами $I_{\text{ном}} \geq 294 \text{ А}$, который предназначен для работы в районах с умеренным климатом.

- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{П,0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}} \Rightarrow I_{\text{дин}} \geq 20,1 \text{ кА}, \quad (2.24)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \Rightarrow i_{\text{дин}} \geq 48,8 \text{ кА}; \quad (2.25)$$

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \Rightarrow I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq 77 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (2.26)$$

В результате выбираем по справочнику разъединитель типа

РПД – 110/1250 УХЛ1.

Все параметры разъединителя сводятся в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетные и каталожные данные выключателей и разъединителей на ВН ПС

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГТ-110Б-40/2500 У1	Разъединитель РПД – 110/1250 УХЛ1
Цепь питающих линий		
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = I_{\text{пит.л.}} = 294 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{н.т}} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$	Тип привода ПР-2Б-УХЛ1
$i_{\text{н.т}} = 7,5 \text{ кА}$	$i_{\text{н.ном}} = 25,5 \text{ кА}$	
$I_{\text{П,0}} = 20,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 48,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	
$B_k = 77 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
-	$I_{\text{тер.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{тер.}} = 25 \text{ кА}$
-	$t_{\text{тер.}} = 3 \text{ с}$	$t_{\text{тер.}} = 3 \text{ с}$

В цепи 10,5 кВ с рабочим током $I_{\text{ТР}} = 1542 \text{ А}$ и $I_{\text{П},0} = 10,6 \text{ кА}$ принимается к установке вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 УЗ.

Собственное время отключения выключателя: $t_{\text{с.в}} = 0,055 \text{ с}$

В первую очередь производят проверку на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{П},\tau} \leq I_{\text{отк.ном}}, \quad (2.27)$$

Расчетное значение периодической составляющей ТКЗ

$$I_{\text{П},0} = I_{\text{П},\tau} = 10,6 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА} \Rightarrow \text{проходит}$$

Затем проверяют возможность отключения аperiodической составляющей ТКЗ $i_{\text{а},\tau}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{\text{а},\tau} \leq i_{\text{а,ном}}, \quad (2.28)$$

Аperiodическую составляющую ТКЗ для ветви энергетической системы вычисляют:

$$i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П},0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (2.29)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ; для системы напряжением 10 кВ $T_a = 0,1 \text{ с}$.

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{з,мин}} + t_{\text{с.в}}, \quad (2.30)$$

где $t_{\text{з,мин}}$ – минимальное время действия РЗ;

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$$

Тогда получаем:

$$i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,6 \cdot e^{\frac{-0,065}{0,1}} = 7,8 \text{ кА}.$$

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

						13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата			53

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном} \quad (2.31)$$

где β_n – допустимое относительное содержание апериодической составляющей; определяется по кривой $\beta_n = f(\tau)$ для τ .

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА} > 7,8 \text{ кА} \Rightarrow \text{проходит}$$

Электродинамическую стойкость проверяют по условиям:

$$I_{п,0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}; 10,6 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА} \Rightarrow \text{проходит.} \quad (2.32)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}; 28,5 \leq 52 \Rightarrow \text{проходит.} \quad (2.33)$$

где $I_{дин}, i_{дин}$ – действующее и амплитудное значения тока электродинамической стойкости;

i_y – ударный ТКЗ.

Термическую стойкость проверяют по тепловому импульсу ТКЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (2.24)$$

где B_k – полный тепловой импульс КЗ;

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (2.25)$$

$$t_{отк} = 0,1 + 0,075 = 0,175 \text{ с};$$

$$B_k = 10,6^2 \cdot (0,175 + 0,1) = 31 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

По каталогу

- предельный ток термической стойкости $I_{тер} = 20 \text{ кА}$;
- длительность протекания $I_{тер} \quad t_{тер} = 3 \text{ с}$.

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \geq 31 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \Rightarrow \text{проходит}$$

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 2.3.

В отходящих линиях с максимальным рабочим током $I_{отх.л.} = 256 \text{ А}$ и

$I_{п,0} = 10,6 \text{ кА}$ принимаем выключатель ВВ/TEL – 10 – 20/630 УЗ.

Проверка выключателя ВВ/TEL-10-20/630 УЗ аналогичная проверке выключателя ВВ/TEL-10-20/1600УЗ, так как все параметры этих выключателей, за исключением тока, одинаковые.

Все параметры сводятся в таблицу 2.3.

РУ на напряжение 10 кВ ПС принимают комплектным из шкафов КРУ серии К-59 для внутренней установки.

Справочные данные выбранного КРУ даны в таблице 2.4.

Таблица 2.3 – Расчетные и каталожные данные выключателей 10кВ

Выключатель СШ		Выключатели отходящих линий	
Расчетные данные	Каталожные данные	Расчетные данные	Каталожные данные
Цепь вторичной обмотки трансформатора	Выключатель ВВ/TEL-10-20/1600УЗ	Цепь отходящих линий	Выключатель ВВ/TEL-10-20/630УЗ
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = I_{ГР} = 1542 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{max} = I_{ГР} = 256 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{п.т} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.т} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 20 \text{ кА}$
$i_{а.т} = 7,8 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 7,8 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$
$I_{п.0} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.0} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 28,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_y = 28,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
-	$I_{тер} = 40 \text{ кА}$	-	$I_{тер} = 40 \text{ кА}$
-	$t_{тер.} = 3 \text{ с}$	-	$t_{тер.} = 3 \text{ с}$

Таблица 2.4 - Расчетные и каталожные данные КРУ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = I_{ГР} = 1542 \text{ А}$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$
Типы применяемых выключателей	ВВ/TEL - 10
$i_y = 48,8 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
-	$I_{ном \text{ с.ш.}} = 5000 \text{ А}$
-	$I_{тер} = 40 \text{ кА}$

2.1.4 Выбор КИП на присоединениях и СШ ВН и НН

Контроль за режимами работы основного и вспомогательного оборудования на ПС выполняется при помощи контрольно-измерительных приборов. Объем контроля и место установки контрольно-измерительной аппаратуры зависят от характера объекта, структуры управления, особенностей режима работы. Выбор КИП и места их установки выполняется согласно [2], результаты выбора отражены на схеме электросоединений ПС в графической части ВКР.

2.1.5 Выбор ТТ и ТН на ВН и НН подстанции

ТТ на ВН подстанции

ТТ, которые предназначены для питания КИП, выбираются:

- по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; \quad (2.27)$$

- по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}} = 294 \text{ А}, \quad (2.28)$$

номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки ведет к повышению погрешности;

- по конструкции и классу точности;

Для проверки по вторичной нагрузке используем схему включения (рисунок 2.5) и таблицу номинальных данных КИП. В цепи питающих ЛЭП устанавливаются следующие КИП: амперметры, ваттметры, варметры, ФИП для обнаружения места КЗ и приборы учета.

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

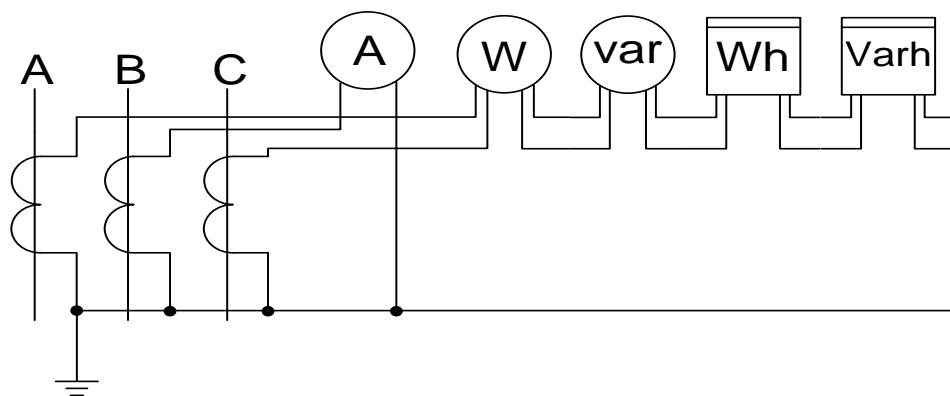


Рисунок 2.5 – Схема включения приборов в полную звезду

Таблица 2.5 – Расчет мощности счетчиков

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В · А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	1,0	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	1,0	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И674	1,0	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И676	1,0	2,5	-	2,5
Итого			6,0	0,5	6,0

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи не превосходила нормированной для данного класса точности, т.о. выбор по вторичной нагрузке:

$$z_2 \leq z_{2\text{ном}} \quad (2.29)$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_2 \approx r_2$, при этом вторичная нагрузка

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (2.30)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление КИП;

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}; \quad (2.31)$$

$S_{\text{приб}}$ – мощность, которую потребляет КИП;

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток КИП;

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов; $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,0}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}; \quad (2.32)$$

Вторичная номинальная нагрузка ТТ в кл.т. $0,5 z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$;

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом};$$

При известном $r_{\text{пр}}$ можно рассчитать сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}. \quad (2.33)$$

где ρ – удельное сопротивление провода,

$$\rho = 0,0175 \frac{\text{См} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} \text{ для провода с медными жилами};$$

$l_{\text{расч}}$ – расчетная протяженность соединительных проводов, которая учитывает схему включения КИП и ТТ, а также длину соединительных проводов между ними.

Схема включения ТТ – полная звезда, так как электросеть 110 кВ работает с эффективно заземленной нейтралью. Все фазы загружены равномерно, при этом $l_{\text{расч}} = l_{\text{пр}} = 120 = 120 \text{ м}$.

$$q = \frac{0,0175 \cdot 120}{0,86} = 2,442 \text{ мм}^2;$$

Согласно условию механической прочности принимается кабель КРВГ сечение которого составляет $2,5 \text{ мм}^2$.

- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_y = 48,8 \text{ кА}$$

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

- по термической стойкости

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k = 77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Согласно вышеизложенному выбираются ТТ на ВН в цепи питающих ЛЭП. Параметры ТТ ВН ПС даны в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Параметры ТТ ВН ПС

Расчетные данные	Каталожные данные ТОГФ-110 -300/5-0,5/10Р/10Р/10Р У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 294 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$i_y = 48,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 84 \text{ кВ}$
$B_k = 77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор ТТ на НН

ТТ в цепи силового трансформатора.

- по номинальному напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}; \quad (2.34)$$

- по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}} = I'_{\text{ТР}} = 1542 \text{ А}, \quad (2.35)$$

- по конструкции и классу точности

В цепи устанавливаются следующие КИП: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии, которые включаются по схеме неполной звезды (рисунок 2.6).

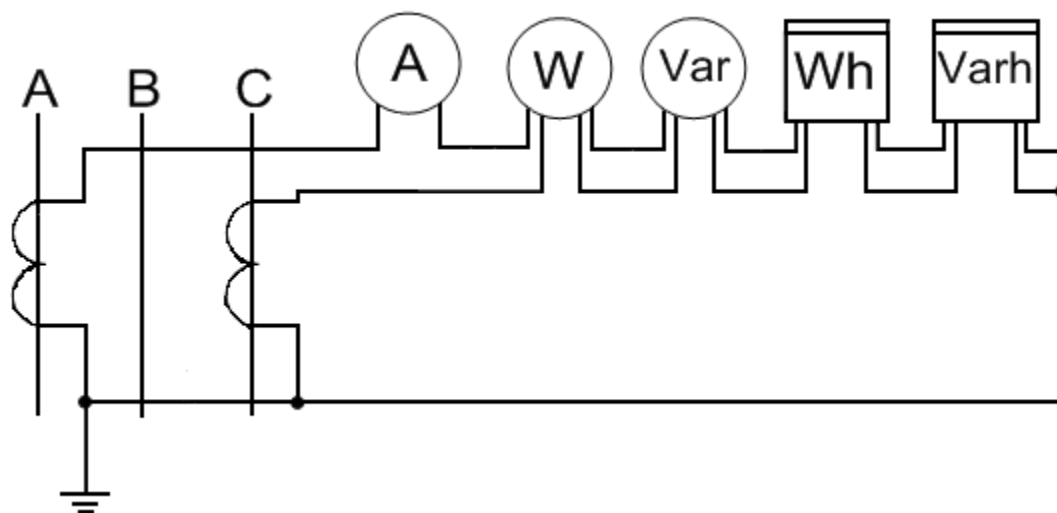


Рисунок 2.6 – Схема включения КИП в неполную звезду

Таблица 2.7 – Расчет мощности трансформаторов тока НН подстанции

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В · А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И674	1,0	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И676	1,5	2,5	-	2,5
Итого			6,5	-	6,0

Общее сопротивление КИП:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

вторичная номинальная нагрузка ТТ в кл.т. 0,5 $z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом};$

сопротивление контактов при пяти КИП $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом};$ допустимое

сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом};$$

сечение соединительных проводов при соединении в полную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,44} = 0,28 \text{ мм}^2;$$

по условию механической прочности принимаем кабель КРВГ с сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_y = 28,5 \text{ кА}$$

- по термической стойкости

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k = 31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 2.8 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные ТЛ-10-2000-0,5/10Р/10Р УЗ
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = I_{\text{ТР}}'' = 1542 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 28,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В цепи секционных выключателей к установке принимаются ТТ того же типа, что и в цепи силового трансформатора на стороне НН. Схема включения ТТ – неполная звезда, так как сеть 10,5 кВ работает с изолированной нейтралью.

В качестве КИП устанавливают амперметр с $S_{\text{приб}} = 0,5 \text{ ВА}$;

Общее сопротивление КИП:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,05 \text{ Ом}$;

Сопротивление приборов:

допустимое сопротивление проводов:

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00					

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 \text{ Ом};$$

сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,33} = 0,367 \text{ мм}^2;$$

по условию механической прочности принимается КРВГ сечение которого 2,5 мм².

ТТ в цепи отходящих ЛЭП.

- по номинальному напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}; \quad (2.36)$$

- по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}} = 256 \text{ А}, \quad (2.37)$$

В цепи отходящих ЛЭП устанавливают следующие КИП: амперметр, расчетные приборы учета активной и реактивной энергии, которые включены по схеме неполной звезды (рисунок 2.7).

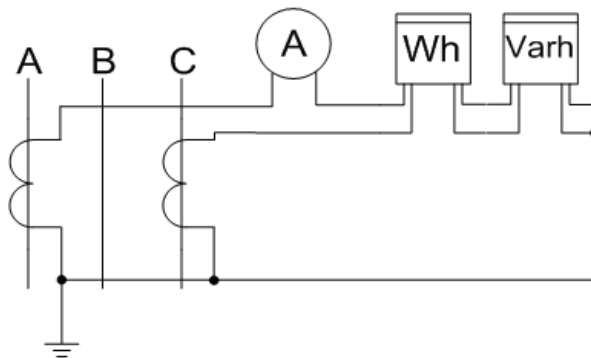


Рисунок 2.7 – Схема включения КИП

Таблица 2.9 – Расчет мощности КИП, которые устанавливаются на отходящих ЛЭП ПС

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В · А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	-	-
Счетчик активной энергии	СА3-И674	1,0	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И676	1,5	2,5	-	2,5
Итого			5,5	-	5,0

Общее сопротивление КИП:

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

вторичная номинальная нагрузка:

$$z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом};$$

сопротивление контактов при трех КИП $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом};$

допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом};$$

сечение соединительных проводов при соединении в полную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,13} = 0,933 \text{ мм}^2;$$

по условию механической прочности КРВГ с сечением $2,5 \text{ мм}^2$

- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}} = 28,5 \text{ кА}$$

- по термической стойкости

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = 31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 2.10 – Параметры ТТ отходящих ЛЭП

Расчетные данные	Каталожные данные ТЛ-10-250-0,5/10Р У3
------------------	---

$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 256 \text{ А}$	$I_{ном} = 250 \text{ А}$
$i_y = 28,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор ТН

ТН предназначается для питания катушек напряжения КИП и для контроля изоляции в электросетях с изолированной нейтралью. ТН включается по схеме «Y_н - Y_н - разомкнутый Δ», что дает возможность получить требуемые фазные и линейные напряжения, а также обеспечивает срабатывание РЗ при однофазных замыканиях на землю, действующей на отключение в элетросетях 110 кВ.

Заземление первичной обмотки - рабочее, вторичной – защитное для обеспечения безопасной работы работников при пробое изоляции. В первую вторичную обмотку (соединение «Y_н») включаются КИП, а вторая (соединение «разомкнутый Δ») применяется для контроля изоляции в ТН со стороны 10,5 кВ, и для РЗ в ТН со стороны 110 кВ (рисунок 9). ТН подключают к каждой СШ для обеспечения требований надежности.

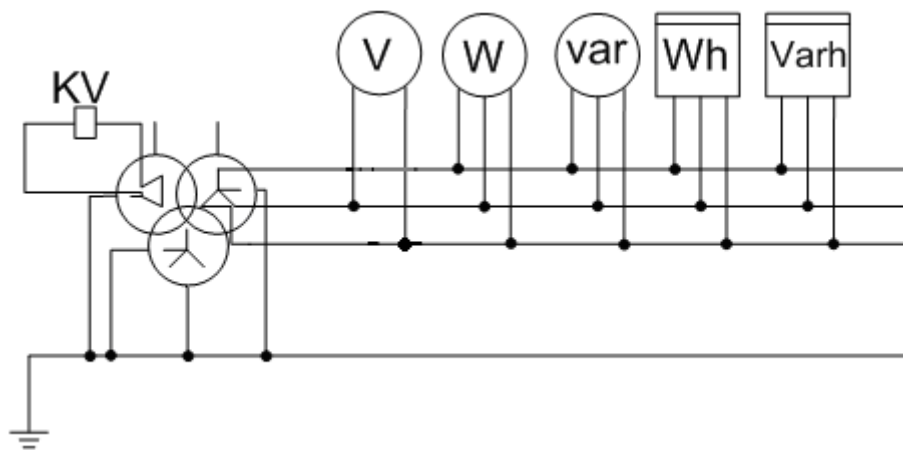


Рисунок 2.8 – Схема подключения ТН

ТН выбирают по:

- напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- вторичной нагрузке в выбранном кл.т. $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$, а при соединении однофазных трансформаторов в звезду $S_{2ном} = 3S_{2нт}$.

Таблица 2.11 – Выбор ТН

КИП и место его установки	Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Количество обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Количество во КИП	Общая мощность		
							P_2 , Вт	Q_2 , Вар	
ВН 110 кВ									
V	Система шин	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Регистр. вольт		Н-393	10,0	1	1,0	0	1	10	-
var	Цепи питающих и транзитных линий	Д-335	1,5	2	0	1	6	-	18
W		Д-335	1,5	2	1	0	6	18	-
Wh		САЗ-И674	3,0 Вт	2	0,38	0,925	6	36	87,6
Varh		СР4-И689	3,0 Вт	2	0,38	0,925	6	36	87,6
ФИП		-	3	1	1	0	6	18	-
Итого							120	193,2	
ЗНОГ-110 У1		Однофазный трансформатор напряжения					$S_{2\Sigma} = 227,4 \text{ ВА}$		
$U_{1ном} = 110 \text{ кВ}$		Устанавливаем по одному трансформатору в каждую фазу							
$S_{2,кл.т.чн.0,5} = 400 \text{ ВА}$		$S_{2ном} = 3 \cdot 400 = 1200 > S_{2\Sigma}$							
НН 10,5 кВ									
V	Секция СШ	Э-335	2	1	1	0	2	4	-
Var	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
W		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	САЗ-И674	3,0 Вт	2	0,38	0,925	4	24	58,4
Varh		СР4-И689	3,0 Вт	2	0,38	0,925	4	24	58,4
Итого							58	116,8	
ЗНОЛ.06-10		Однофазный трансформатор напряжения					$S_{2\Sigma} = 130,4 \text{ ВА}$		
$U_{1ном} = 6,3 \text{ кВ}$		Устанавливаем по одному трансформатору в каждую фазу							
$S_{2,кл.т.чн.0,5} = 75 \text{ ВА}$		$S_{2ном} = 3 \cdot 75 = 225 > S_{2\Sigma}$							

2.1.6 Выбор токоведущих частей и изоляторов

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

Токоведущие части в РУ ВН выполняют гибкими сталеалюминевыми проводами марки АС. Сечение проводов и ошиновка в ОРУ выбирается по допустимому току

$$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{доп}}, \quad (2.38)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый по нагреву ток при температуре окружающей среды, отличной от номинальной;

$I_{\text{раб.мах}} = 294 \text{ А}$, $I_{\text{доп.ном}} = 330 \geq 294 \text{ А}$, что соответствует АС-95/16, минимальное допустимое сечение по короне для $U = 110 \text{ кВ}$ 70 мм^2 /1/.
Выбираем провод АС-95/16.

Гибкие провода крепят на гирляндах подвесных изоляторов типа ПФ6-В с количеством изоляторов в гирлянде 8 при напряжении 110 кВ.

Соединение силового трансформатора с КРУ выполняется шинным мостом. Согласно ПУЭ /1/ в пределах ОРУ и ЗРУ всех напряжений шины и ошиновка по ЭПТ не проверяют. Так как шинный мост, который соединяет трансформатор с КРУ, небольшой протяженности и расположен в пределах ПС, то выбор сечения СШ выполняется по нагреву (по допустимому току):

$$I_{\text{мах}} < I_{\text{доп}}, \quad (2.39)$$

$I_{\text{мах}} = I_{\text{тр}}^* = 1542 \text{ А}$ - ток за вторичной обмоткой трансформатора.

Принимаем трехполосные алюминиевые шины $100 \times 10 \text{ мм}^2$, $I_{\text{ном}} = 1820 \text{ А}$. Прокладка СШ строго горизонтальная при размещении большой грани полосы в вертикальной плоскости.

Выбранное сечение проверяют

- на термическую стойкость

$$q_{\text{мин}} \leq q, \quad (2.40)$$

где $q_{\text{мин}}$ – минимальное сечение проводника, которое отвечает требованию термической стойкости при КЗ:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (2.41)$$

где B_k – тепловой импульс, выделяемый ТКЗ;

$$C=91 \frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2} \text{ для алюминиевых шин};$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{31 \cdot 10^6}}{91} = 61 \text{ мм}^2;$$

что меньше принятого сечения.

- на механическую прочность

Определяется пролёт l

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (2.42)$$

тогда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (2.43)$$

Так как СШ на изоляторах располагаются плашмя, то

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}. \quad (2.44)$$

$$J = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 83 \text{ см}^4,$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{83}{10 \cdot 1}} = 2,5 \text{ м}^2,$$

$$l \leq \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м}.$$

Данный вариант размещения СШ дает возможность повысить протяженность пролета до 1,5 м, т.е. дает существенную экономию изоляторов.

Определяется сила взаимодействия между полосами

$$f_{\text{п}} = \frac{k_{\text{ф}} \cdot i_y^2}{4 \cdot b} \cdot 10^{-7}, \quad (2.45)$$

$$f_{\text{п}} = \frac{0,35 \cdot (28,5 \cdot 10^3)^2}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-7} = 711 \frac{\text{Н}}{\text{м}},$$

Напряжение в материале полос составит

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		67

$$\sigma_{\text{п}} = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n}, \quad (2.46)$$

где W_n – момент сопротивления одной полосы.

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (2.47)$$

$$W_n = \frac{10^2 \cdot 1}{6} = 16,7 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{п}} = \frac{711 \cdot 1,5^2}{12 \cdot 16,7} = 8,0 \text{ МПа.}$$

Момент сопротивления пакета шин:

$$W_{\text{ф}} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.48)$$

$$W_{\text{ф}} = \frac{10 \cdot 1^2}{6} = 1,67 \text{ см}^3$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{\text{ф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{\text{ф}}}; \quad (2.49)$$

$$\sigma_{\text{ф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(28,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{0,8 \cdot 1,67} = 24 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{п}} + \sigma_{\text{ф}} = 8 + 24 = 32 \leq \sigma_{\text{доп}} = 91.$$

поэтому шины механически прочны.

В распределительных устройствах жесткие шины крепятся на опорных и проходных изоляторах. Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей, а проходные изоляторы служат для соединения токоведущих частей КРУ с открытым распределительным устройством.

Опорные изоляторы выбирают по следующим условиям:

- 1) по номинальному напряжению

$$u_{\text{уст}} \leq u_{\text{ном}}; \quad (2.50)$$

- 2) по допустимой нагрузке

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (2.51)$$

где $F_{\text{расч}}$ – сила, которая действует на изолятор;

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора;

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a}; \quad (2.52)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}; \quad (2.53)$$

В нашем случае шины расположены плашмя. Тогда расчетная сила будет:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot (28,5 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{1,5}{0,8} = 263 \text{ Н.}$$

Выбираем опорные штыревые изоляторы наружной установки типа ОНШ — 10 – 5 – 1УХЛ1. Каталожные данные выбранного изолятора:

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$;

минимальная разрушающая сила на изгиб $F_{\text{разр}} = 5000 \text{ Н}$.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н.}$$

Таким образом, $F_{\text{расч}} = 263 \leq F_{\text{доп}} = 3000 \text{ Н}$, следовательно, выбранные изоляторы проходят по механической прочности.

Проходные изоляторы выбираются:

1) по напряжению

$$u_{\text{уст}} \leq u_{\text{ном}}; \quad (2.54)$$

2) по номинальному току

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (2.55)$$

где $I_{\text{мах}}$ – расчетный ток утяжеленного режима в цепи силового трансформатора на НН, $I_{\text{мах}} = I_{\text{ТР}} = 1542 \text{ А}$;

$I_{\text{ном}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора;

3) по допустимой нагрузке

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (2.56)$$

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (2.57)$$

Выбираем для установки проходной изолятор наружно-внутренней установки типа ИП-10/2500-12,5 УХЛ1. Каталожные данные выбранного изолятора согласно [2]:

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 10$ кВ;

номинальный ток $I_{\text{ном}} = 2500$ А > $I_{\text{мах}} = 1542$ А;

минимальное усилие на изгиб $F_{\text{разр}} = 12500$ Н.

Проверим изолятор на механическую прочность. Для проходных изоляторов расчетную силу найдем как:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{(28,5 \cdot 10^3)^2}{0,8} \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 132 \text{ Н.}$$

Допустимое усилие:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н.}$$

Мы получили, что $F_{\text{расч}} = 132$ Н < $F_{\text{доп}} = 7500$ Н, а значит выбранные изоляторы проходят по механической прочности.

2.2 Собственные нужды подстанции

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанции зависит от мощности подстанции, ее напряжения, типа устанавливаемого оборудования и наличия обслуживающего персонала.

Перечень потребителей приведен в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Перечень потребителей на подстанции

Вид потребителя	Единичная мощность		Кол-во	Всего	
	Р, кВт	Q,кВар		Р, кВт	Q,кВар
Охлаждение ТРДН-40000	3	0	2	6	0
Подогрев ВГТ-110	4,4	0	2	8,8	0
Подогрев приводов разъединителей	0,6	0	12	7,2	0
Освещение ОРУ ВН	6	0	1	6	0

Вид потребителя	Единичная мощность		Кол-во	Всего	
	P, кВт	Q,кВар		P, кВт	Q,кВАр
Подогрев КРУ	1	0	20	20	0
Подогрев, освещение, вентиляция ОПУ	80	0	1	80	0
Подогрев релейного шкафа	1	0	1	1	0
Итого:				129	0

Полная мощность, потребляемая потребителями собственных нужд определяется из выражения:

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} \quad (2.58)$$

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{129^2 + 0^2} = 103,2 \text{ кВА}$$

где k_c - поправочный коэффициент, равный 0,8.

Для питания СН ПС применяется ТСН. Так как ПС двухтрансформаторная, то принимается два ТСН. Мощность ТСН определена нагрузкой. При разработке проектов ПС, когда точный состав нагрузки не известный, можно мощность ТСН найти как

$$S_{\text{ТСН}} = 0,5\% \cdot S_{\text{сил.тр.}} \quad (2.59)$$

$$S_{\text{ТСН}} = 0,005 \cdot 40000 = 200 \text{ кВА}$$

Принимается трансформатор ТМ-250/10.

Место подключения ТСН определяется видом оперативного тока на ПС. Для ПС напряжением 110 кВ с количеством выключателей 3 и больше следует использовать постоянный оперативный ток с установкой АКБ и обслуживающим персоналом для обслуживания СШ ВН и НН.

Для защиты ТСН в его цепи устанавливают силовой выключатель, так как мощность ТСН составляет 250 кВА. Выбирается для установки вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630 УЗ.

2.3 Релейная защита силового трансформатора

Согласно ПУЭ для трансформаторов ТРДН-40000/110/10/10 необходимо предусматривать устройства РЗ от нижеприведенных видов повреждений и ненормальных режимов работы [10]:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, которые обусловлены внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, которые обусловлены перегрузкой;
- снижения уровня масла.

Следовательно устанавливают следующие виды защит [8, 12]:

- дифзащита от разных видов КЗ;
- МТЗ как резервная от внешних многофазных КЗ;
- защита от перегруза;
- газовая защита.

2.3.1. Дифференциальная защита

Согласно ПУЭ на двухтрансформаторных подстанциях при мощности трансформатора 4 МВА и более устанавливается дифференциальная защита без выдержки времени [12].

Защиту выполняют при помощи дифференциального реле РСТ 15.

Номинальные токи обмоток трансформатора:

высшего напряжения

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{T2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}; \quad (2.60)$$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 201,1 \text{ А};$$

низшего напряжения

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{T2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2}. \quad (2.61)$$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1101 \text{ А}.$$

В выражениях (2.60) и (2.61):

S_{T2} – номинальная мощность трансформатора Т2, ВА;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						72

13.03.02.2018.254.00

$U_{ВН}$ – напряжение ВН трансформатора, В;

$U_{НН}$ – напряжение НН трансформатора, В.

Для расчета ТТ найдем максимальные рабочие токи:

на ВН

$$I_{\text{maxраб}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{ВН}}; \quad (2.62)$$

$$I_{\text{maxраб}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot 201,1 = 281,5 \text{ А};$$

на НН

$$I_{\text{maxраб}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{НН}}. \quad (2.63)$$

$$I_{\text{maxраб}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot 1101 = 1541,4 \text{ А}.$$

На стороне ВН принимается к установке ТТ типа ТОГФ-110-300-0,5/10Р/10Р/10Р: $I_{1н} = 300 \text{ А}$, $I_{2н} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации ТТ

$$k_I^{\text{ВН}} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}}; \quad (2.64)$$

$$k_I^{\text{ВН}} = \frac{300}{5} = 60.$$

На стороне НН принимается к установке ТТ типа ТЛ-10-2000-0,5/10Р: $I_{1н} = 2000 \text{ А}$, $I_{2н} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации ТТ

$$k_I^{\text{НН}} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}}. \quad (2.65)$$

$$k_I^{\text{НН}} = \frac{2000}{5} = 400.$$

Схема обмоток силового трансформатора Т2 - $Y_n/D/D$, в значит, для компенсации сдвига фаз ТТ на ВН включают по схеме полного треугольника ($k_{\text{сх}}^{\text{ВН}} = \sqrt{3}$), а ТТ на НН — по схеме неполной звезды ($k_{\text{сх}}^{\text{НН}} = 1$).

Вторичные токи ТТ в номинальном режиме работы [12]:

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

$$I_2^{BH} = \frac{k_{cx}^{BH}}{k_I^{BH}} \cdot I_{ном}^{BH}; \quad (2.66)$$

$$I_2^{BH} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 201,1 = 5,80 \text{ A};$$

$$I_2^{HH} = \frac{k_{cx}^{HH}}{k_I^{HH}} \cdot I_{ном}^{HH}. \quad (2.67)$$

$$I_2^{HH} = \frac{1}{400} \cdot 1541,4 = 3,85 \text{ A}.$$

За основную сторону принимается сторона ВН, так как $I_2^{BH} > I_2^{HH}$ [12].

Определяются токи небаланса, которые вызваны погрешностями ТТ $I'_{нб}$ и РПН $I''_{нб}$. При этом все токи приводятся к ступени напряжения основной стороны.

Определяются ток небаланса $I'_{нб}$:

$$I'_{нб} = k_{одн} \cdot k_a \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (2.68)$$

где $k_{одн} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;

$k_a = 1$ – коэффициент апериодической составляющей для дифференциального реле;

$\varepsilon = 1$ – допустимая погрешность ТТ;

$I_{КЗ}^{(3)}$ – максимальный сквозной ток, который приведен на ВН, А.

$$I_{КЗ}^{(3)} = I_{КЗ} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{ВН}}; \quad (2.69)$$

$$I_{КЗ}^{(3)} = 10,6 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115} = 968 \text{ A};$$

$$I'_{нб} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 968 = 96,8 \text{ A}.$$

Определяется ток небаланса $I''_{нб}$ [12]:

$$I''_{нб} = (\Delta u_\alpha + \Delta u_\beta) \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (2.70)$$

где $\Delta u_\alpha = 0,16$ — пределы регулирования напряжения на ВН;

$\Delta u_\beta = 0$ — пределы регулирования напряжения на СН.

$$I''_{нб} = (0,16 + 0) \cdot 968 = 154,9 \text{ А.}$$

Предварительное значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса [12]

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot (I'_{нб} + I''_{нб}), \quad (2.71)$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot (96,8 + 154,9) = 302,0 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном}^{ВН}, \quad (2.72)$$

где $k_{отс} = 0,5$ – коэффициент отстройки.

$$I_{сз} = 0,5 \cdot 201,1 = 100,55 \text{ А.}$$

Из двух токов срабатывания выбирается максимальный, то есть $I_{сз} = 302 \text{ А.}$

Предварительное значение коэффициента чувствительности защиты определяется по току двухфазного КЗ в точке КЗ, который приведен на сторону ВН.

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{сз}}. \quad (2.73)$$

$$K_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 968}{302} = 2,8 > 2.$$

Величина тока срабатывания реле на основной стороне

$$I_{ср}^{осн} = \frac{k_{сх}^{ВН}}{k_I} \cdot I_{сз}. \quad (2.74)$$

$$I_{ср}^{осн} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 302 = 8,7 \text{ А.}$$

Величина тока срабатывания реле на неосновной стороне

$$I_{ср}^{неосн} = \frac{k_{сх}^{НН}}{k_I} \cdot I_{сз} \cdot k_T, \quad (2.75)$$

где $k_T = 11$ – коэффициент трансформации силового трансформатора.

$$I_{\text{ср}}^{\text{неосн}} = \frac{1}{400} \cdot 302 \cdot 11 = 8,31 \text{ А.}$$

Принимается количество витков основной обмотки $w_{\text{осн}} = 12$.

Расчетная МДС основной обмотки

$$F_{\text{расч}}^{\text{осн}} = w_{\text{осн}} \cdot I_{\text{ср}}^{\text{осн}}. \quad (2.76)$$

$$F_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 12 \cdot 8,7 = 104,4 \text{ А} \cdot \text{витков.}$$

Принимается ближайшее стандартное значение МДС $F_{\text{принят}}^{\text{осн}} = 100$

А · витков

Расчетное количество витков неосновной обмотки

$$w_{\text{неосн}}^{\text{расч}} = \frac{F_{\text{принят}}^{\text{осн}}}{I_{\text{ср}}^{\text{неосн}}}. \quad (2.77)$$

$$w_{\text{неосн}}^{\text{расч}} = \frac{100}{8,31} = 12,033.$$

Принимается $w_{\text{неосн}}^{\text{принят}} = 12$.

Составляющая тока небаланса $I_{\text{нб}}'''$ из-за неравенства расчетного и действительного количества витков

$$I_{\text{нб}}''' = \frac{|w_{\text{неосн}}^{\text{расч}} - w_{\text{неосн}}^{\text{принят}}|}{w_{\text{неосн}}^{\text{принят}}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}. \quad (2.78)$$

$$I_{\text{нб}}''' = \frac{|12,033 - 12|}{12} \cdot 968 = 2,7 \text{ А.}$$

Величина тока срабатывания защиты с учетом всех составляющих тока небаланса [12]

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{отс}} \cdot (I_{\text{нб}}' + I_{\text{нб}}'' + I_{\text{нб}}'''); \quad (2.79)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

$$I_{\text{сз}} = 1,2 \cdot (96,8 + 154,9 + 2,7) = 305,3 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется по току двухфазного КЗ, который приведен на сторону ВН:

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		76

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 968}{305,3} = 2,7 \geq 2.$$

следовательно, защита проходит проверку по требованиям чувствительности.

Величина тока срабатывания реле на основной стороне

$$I_{\text{ср}}^{\text{осн}} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 305,3 = 8,8 \text{ А.}$$

Величина тока срабатывания реле на неосновной стороне

$$I_{\text{ср}}^{\text{неосн}} = \frac{1}{400} \cdot 305,3 \cdot 11 = 8,4 \text{ А.}$$

2.3.2 МТЗ с выдержкой времени на НН

МТЗ выполняют как резервную защиту от междуфазных КЗ на реле РСТ 11 с $k_{\text{в}} = 0,9$ [12].

Реле включают во вторичные обмотки уже выбранных ТТ на стороне НН трансформатора, то есть схема включения ТТ и реле – неполная звезда ($k_{\text{сх}} = 1$), $k_{\text{I}} = 400$.

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от рабочего тока при возможной перегрузке трансформатора [12]:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{max.раб}}^{\text{НН}}; \quad (2.80)$$

здесь $k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{max.раб}}^{\text{ВН}}$ – максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора при перегрузке, А.

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 1541,4 = 2055,2 \text{ А.}$$

Величину коэффициента чувствительности можно определить по току двухфазного КЗ за трансформатором

$$K_{\text{ч}}^{\text{осн}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{2 \cdot I_{\text{сз}}}; \quad (2.81)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{осн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10600}{2 \cdot 2055,2} = 4,5 > 1,5$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Определяется ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{I}}} \cdot I_{\text{сз}}; \quad (2.82)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{400} \cdot 2055,2 = 5,14 \text{ А.}$$

Принимается к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{\text{ср}} = (1,5 \div 6) \text{ А}$.

Определяется сумма уставок:

$$\Sigma \Theta = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{min}}} - 1; \quad (2.83)$$

$$\Sigma \Theta = \frac{5,14}{1,5} - 1 = 2,43 \approx 2,4$$

Принимается сумма уставок $\Sigma \Theta = 1,6 + 0,8 = 2,4$.

Определяется ток уставки реле:

$$I_{\text{уст}} = (1 + \Sigma \Theta) \cdot I_{\text{min}};$$

$$I_{\text{уст}} = (1 + 2,4) \cdot 1,5 = 5,1 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимают

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз}}^{\text{секц}} + \Delta t, \quad (2.84)$$

где $\Delta t = 0,4 \text{ с}$ – ступень селективности для статического реле.

$$t_{\text{сз}} = 1,7 + 0,4 = 2,1 \text{ с.}$$

Используется реле времени РВ-01.

2.3.3 МТЗ с выдержкой времени на ВН

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						78

13.03.02.2018.254.00

МТЗ выполняют как резервную защиту от междуфазных РЗ на реле РСТ 11 с $k_B = 0,9$ [12].

Реле включают во вторичные обмотки уже выбранных ТТ со стороны питания, то есть схема включения ТТ и реле – полный треугольник ($k_{сх} = \sqrt{3}$), $k_I = 60$.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{maxраб}^{ВН}, \quad (2.85)$$

здесь $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{maxраб}^{ВН}$ – величина максимального рабочего тока на ВН трансформатора в случае перегрузки, А.

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 281,5 = 375,3 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{ч}^{осн} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{КЗ}^{(3)}}{I_{сз}}. \quad (2.86)$$

$$K_{ч}^{осн} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{968}{375,3} = 2,2 > 1,5$$

следовательно защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Определяется ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 375,3 = 10,82 \text{ А.}$$

Принимается к установке реле РСТ 11-24, ток срабатывания находится в пределах $I_{ср} = (5 \div 20) \text{ А}$.

Определяется сумма уставок:

$$\Sigma \Theta = \frac{10,82}{5} - 1 = 1,16 \approx 1,2.$$

Принимается сумма уставок $\Sigma \Theta = 0,8 + 0,4 = 1,2$.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						79

13.03.02.2018.254.00

Определяется ток уставки реле:

$$I_{уст} = (1 + 1,2) \cdot 5 = 3,3 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты принимают по условию отстройки от времен срабатывания МТЗ на НН

$$t_{сз} = t_{сз.НН} + \Delta t, \quad (2.87)$$

где $\Delta t = 0,4 \text{ с}$ – степень селективности для статического реле.

$$t_{сз} = 2,1 + 0,4 = 2,5 \text{ с.}$$

Используется реле времени РВ-01.

2.3.4 Защита от перегруза на НН

Защита от перегруза на НН выполнена при помощи токового реле РСТ 11 с коэффициентом возврата $k_B = 0,9$.

Защита выполняется при помощи одного реле, которое включено во вторичную обмотку того же ТТ, что и реле МТЗ, на ток фазы А, с действием на отключение, $k_I = 400$, $k_{сх} = 1$.

Ток срабатывания защиты рассчитывается как:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ}^{НН}; \quad (2.88)$$

здесь $k_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 1541,1 = 1798,0 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_I} \cdot I_{сз}; \quad (2.89)$$

$$I_{ср} = \frac{1}{400} \cdot 1798 = 4,50 \text{ А.}$$

Принимается к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср} = (1,5 \div 6) \text{ А}$.

Определяется сумма уставок:

										Лист
										80
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

$$\Sigma\Theta = \frac{4,50}{1,5} - 1 = 2,0.$$

Принимается уставка $\Sigma\Theta = 1,6 + 0,4 = 2,0$.

Определяется ток уставки реле: $I_{уст} = (1 + \Sigma\Theta) \cdot I_{min} = (1 + 2,0) \cdot 1,5 = 4,5 \text{ А}$.

Выдержка времени защиты отстраивается от кратковременных перегрузок. Принимается $t_{cs} = 9 \text{ с}$. Устанавливается реле времени РВ-01.

2.3.5 Газовая защита

Газовая защита - это основная защита трансформатора от витковых замыканий и прочих внутренних повреждений, которые сопровождаются разложением масла и выделением газа. В качестве реагирующего органа выбирается реле типа РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов воздействует на сигнал при слабом газовыделении и снижении уровня масла, нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем снижении уровня масла.

2.3.6 Газовая защита РПН

На силовых трансформаторах рассматриваемой подстанции с РПН для защиты самого устройства РПН от повреждений внутри его бака используют струйное газовое реле РСТ 25. Оно имеет один отключающий элемент, у которого реагирующий орган - это поворотная пластина, которая установлена поперёк потока маслогазовой смеси, поворотная пластина при сработке реле перемещает постоянный магнит, переключающий геркон. При сработке реле поворотная пластина фиксируется в сработавшем положении до возврата вручную. Это не позволяет включить в работу трансформатор, который отключился при помощи газовой защиты, до принятия требуемых мер и ручного возврата струйного реле. Для возврата отключающего элемента реле предусматривается устройство, которое предназначено также и для опробования работоспособности реле.

											13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата								81

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		82

3 ПЛАВКА ГОЛОЛЕДА НА ПС-6

Виды и параметры гололеда

На сегодняшний день общепринятая следующая классификация типов гололедных осадков, которые отлагаются на поверхности конструкций, в т.ч. на проводах и опорах ВЛЭП, сооружениях и наземных предметах:

- гололед;
- зернистая изморозь;
- кристаллическая изморозь;
- отложение мокрого снега,
- разные смеси данных осадков.

Плотность любого вида гололедных отложений ρ_r колеблется в широких пределах и зависит как от конкретных метеорологических условий процесса, так и от высоты и особенностей рельефа местности.

Процесс гололедообразования может продолжаться от нескольких часов или суток до двух - трех месяцев с колебаниями интенсивности или временным прекращением. В случае продолжительного процесса возникают особо опасные отложения на проводах и тросах масса которых составляет 10-20 кг/м (удельная нагрузка 100-200 Н/м) и больше. На ряде территорий Челябинской области, в особенности в горных районах. опасные отложения мокрого снега могут появиться достаточно быстро – на протяжении одного часа.

Гололедные отложения создают внешние механические нагрузки на провода и опоры ВЛЭП. При разработке проектов ВЛЭП и электрической сети в целом необходимо обязательно учитывать данные нагрузки, которые регламентирует ПУЭ-7 [8].

Отложения гололеда могут привести к:

- разрегулировке тросов и проводов и их сближению между собой;
- сближению проводов и тросов при подскоке если сброс гололеда будет выполняться не одновременно;
- интенсивной пляске, которая может вызывать КЗ между проводами и тросами, ожоги проводов и тросов, а в ряде случаев повреждения линейной

					13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		83

арматуры и креплений;

- значительной перегрузке проводов и тросов и их обрыву, в особенности при ожогах проводов и тросов электродугой;

- перегрузке и поломке траверс;

- разрушению опор в результате обрыва проводов и тросов при перегрузке от гололеда, если возникают неуравновешенные тяжения на опоры от оставших целыми проводов и тросов существенно превышают расчетные, а также в случае сочетания гололеда и сильного ветра.

В особенности большие нагрузки появляются при пляске проводов (грозозащитных тросов). Это устойчивые периодические низкочастотные (0,2-2 Гц) колебания проводов в пролете с односторонним или асимметричным отложением гололеда, которые вызваны ветром скорость которого составляет 3-25 м/с и образуют стоячие волны (в некоторых случаях в сочетании с бегущими) с количеством полуволн от 1 до 20 и амплитудой 300-5000 мм.

Схема плавки гололеда как объект управления

Основное техническое мероприятие по предотвращению гололедных аварий это на сегодняшний день плавка гололеда при помощи переменного или постоянного тока.

Количественная характеристика переменного тока при плавке гололеда - это действующее значение тока. Действующее значение переменного тока I количественно равняется величине такого постоянного (апериодического) тока I_a , который за время, равное периоду переменного тока, выделяет такое же количество теплоты, что и переменный ток. В связи с этим тепловое воздействие переменного и постоянного токов одинаково, если $I = I_a$.

Для создания постоянного тока I_a в проводах ВЛЭП, необходимо напряжение

$$U_a = I_a \cdot R, \quad (3.1)$$

где R - активное сопротивление.

Для создания переменного тока I в проводах ВЛЭП, необходимо напряжение

										Лист
										84
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.254.00

$$U = I \cdot Z, \quad (3.2)$$

где Z – величина полного сопротивления,

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}, \quad (3.3)$$

где X - величина реактивного сопротивления.

При равных токах $I_a = I$, отношение напряжений и полных мощностей

$$\frac{U}{U_a} = \frac{S}{S_a} = \frac{Z}{R} > 1, \quad (3.4)$$

т.е. для плавки гололеда при помощи переменного тока необходимо большее напряжение и мощность, чем для плавки гололеда при помощи постоянного тока.

С повышением номинального напряжения ВЛЭП увеличивается отношение Z/R . Плавка гололеда постоянным током на проводах ВЛЭП сверхвысокого напряжения (СВН) 330-500 кВ требует в 5-10 раз меньшее напряжение и мощность ИП, но нуждается в дополнительном преобразователе - силовой выпрямительной установке (ВУ). В связи с этим переменный ток применяют, в основном, для плавки гололеда на ВЛ 6-220 кВ, постоянный - на ВЛ 220-500 кВ. Для плавки гололеда на стальных грозозащитных тросах ($Z / R \approx 1$) можно применять как переменный, так и постоянный ток.

Рекомендации по использованию плавки гололеда даны в п. 2.5.16 ПУЭ-7 [8]. Они распространяются на ВЛЭП напряжением выше 1 кВ и до 750 кВ. Рекомендуется предусматривать плавку гололеда на проводах и тросах ВЛЭП, которые проходят в районах с толщиной стенки гололеда 25 мм и более с повторяемостью 1 раз в 25 лет, а также с частыми образованиями гололеда или изморози в сочетании с сильными ветрами и в районах с частой и интенсивной пляской проводов

Нормативные условия по гололеду и ветровому давлению определяют на основании региональной карты районирования, территории Челябинской области по [6]. Районирование по гололеду выполняется по максимальной толщине стенки отложения гололеда $b_{\text{э}}$, мм, цилиндрической формы при плотности 0,9 г/см³ на проводе диаметром 10 мм, расположенном на высоте 10

м над поверхностью земли, повторяемостью 1 раз в 25 лет.

Рассматриваемая ПС 110 кВ расположена во II районе по гололеду. Поэтому согласно ПУЭ (раздел 2 п. 2.5.16) рекомендуется предусмотреть плавку гололеда на проводах ВЛ.

Требования к схемам плавки гололеда

Максимально допустимая температура провода $\theta_{\text{мд}}$ по условию сохранения механической прочности принимается в соответствии с нормами $\theta_{\text{мд}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$ - для сталеалюминиевых проводов (в расчетах необходимо для создания небольшого запаса принимать значение $\theta_{\text{мд}} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$).

Допустимая температура провода $\theta_{\text{доп}}$ по условию сохранения габаритов ВЛ определяется исходя из стрелы провеса при минимально допустимых габаритах ВЛ, уменьшенных на 1 м по сравнению с установленными ПУЭ-7 [8] для ЛЭП различных классов напряжения.

Расчетные значения токов $I_{\text{мд}}$ и $I_{\text{доп}}$ необходимо вычислять при наихудших реально возможных на трассе ВЛ условиях охлаждения проводов: при максимальной температуре воздуха и минимальной скорости ветра.

Как показал опыт эксплуатации, плавка гололеда эффективна, если её длительность не превышает 40-60 минут.

Приближение тока плавки к максимально допустимому значению позволяет сократить время плавки и расход электроэнергии. Если

$$I_{(T)} > I_{\text{мд}}, \quad (3.5)$$

возможно осуществление плавки гололеда в повторно-кратковременном режиме.

Выбор устройства плавки гололеда

Воздушная линия 110 кВ от ПС 3 до ПС 6 выполняется сталеалюминиевыми проводами АС-150/24. Технические характеристики данной воздушной линии необходимы для определения тока плавки и представлены ниже:

- удельное сопротивление провода $r_0 = 0,198 \text{ Ом/км}$;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						86

13.03.02.2018.254.00

- длина линии $l = 25$ км;
- диаметр провода $d_{\text{пр}} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ м;
- среднее геометрическое расстояние между осями проводов ВЛ $D = 4$ м;

Ток плавки для схемы плавки гололеда однофазным коротким замыканием при последовательном соединении проводов всех фаз соответственно определяется по формуле:

$$I_{\text{п}} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_0 \cdot l + Z_c + R_{\text{заз}})}, \quad (3.6)$$

где $U_{\text{л}}$ - линейное напряжение, кВ;

Z_0 - сопротивление обогреваемой линии, провода которой собраны в "змейку", Ом/км;

Z_c - сопротивление системы, приведенное к шинам НН питающего трансформатора, $Z_c = 0,021 + j0,562$ Ом;

l - длина линии, км;

$R_{\text{заз}}$ - сопротивление заземления, $R_{\text{заз}} \approx 4$ Ом.

$$Z_0 = 3 \cdot r_{\text{п}} + r_3 + j \cdot 0,145 \cdot \lg \frac{D_3 \cdot D^2}{d_{\text{пр}}^3}, \quad (3.7)$$

$r_{\text{п}}$ - удельное сопротивление провода, Ом/км;

r_3 - сопротивление земли, принимается равным 0,05 Ом/км;

D_3 - глубина залегания обратного провода в земле ≈ 1000 м.

$$Z_0 = 3 \cdot 0,198 + 0,05 + j \cdot 0,145 \cdot \lg \frac{1000 \cdot 4^2}{(17,1 \cdot 10^{-3})^3} = 0,644 + j1,378 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$

тогда ток плавки составляет

$$I_{\text{п}} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot ((0,644 + j1,378) \cdot 25 + 0,021 + j0,562 + 4)} = 90 \text{ А.}$$

Для плавки гололеда на подстанции ПС-6 устанавливается разъединитель плавки гололеда. Разъединители необходимо выбирать по:

1) номинальному напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (3.8)$$

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ};$$

2) номинальному току

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{П}}; \quad (3.9)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{П}} = 90 \text{ A};$$

По номинальным параметрам сети для плавки гололеда принимается разъединитель РПГ-110/2000 УХЛЗ. Выбранные разъединители необходимо проверить по следующим параметрам:

- проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (3.10)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ на стороне 110 кВ ПС-6, $i_{\text{уд}} = 48,8 \text{ кА}$;

$$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 48,8 \text{ кА} \text{ – верно};$$

- проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq W_{\text{К}}. \quad (3.11)$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ – ток термической стойкости выключателя, кА;

$t_{\text{ТЕР}}$ – допустимая продолжительность протекания тока термической стойкости, с;

$W_{\text{К}}$ – тепловой импульс тока КЗ

$$W_{\text{К}} = I_{\text{П,0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{А}}), \quad (3.12)$$

где $T_{\text{А}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, согласно [1] $T_{\text{А}} = 0,03 \text{ с}$;

$t_{\text{отк}}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}, \quad (3.13)$$

здесь $t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты, принимаем $t_{\text{рз}} = 0,5 \text{ с}$;

$t_{\text{ов}}$ – полное время отключения выключателя, с.

$$t_{\text{отк}} = 0,5 + 0,06 = 0,56 \text{ с.}$$

тогда

$$W_{\text{К}} = 10,6^2 \cdot (0,56 + 0,03) = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq W_{\text{К}} = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 3.1 - Параметры выбора разъединителя плавки гололеда на ПС-6

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные аппаратов
		Разъединитель РПГ-110/2000 УХЛЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$u_{уст}=110$ кВ	$u_{ном}=110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{п}$	$I_{п} = 10,6$ А	$I_{ном}=2000$ А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд}=48,8$ кА	$i_{дин}=63$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$B_{к}=66$ кА ² · с	$25^2 \cdot 3 = 1875$ кА ² · с

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненной ВКР была спроектирована электрическая сеть 110 кВ, обеспечивающая электрической энергией потребителей.

Для расчета были отобраны два варианта схем энергоснабжения. Исходя из условий надежности электроснабжения потребителей 1 и 2 категории, для сложнзамкнутой кольцевой электрической сети были выбраны одноцепные ЛЭП. Исходя из условий надежности электроснабжения потребителей 1 и 2 категории (не менее двух трансформаторов на подстанции) был произведен выбор трансформаторов на всех подстанциях; для трансформаторов были рассчитаны сопротивления.

На основе программного расчета был произведен выбор сечений проводов ВЛЭП по экономической плотности тока. Полученные сечения были подвергнуты проверке по нагреву. По выбранным сечениям были рассчитаны сопротивления и проводимости ВЛЭП.

В результате технико-экономического сравнения вариантов схем выяснили, что приведенные затраты вариантов различаются на 16%, что позволяет считать первый вариант более экономичным.

Для сети №1 были проведены расчеты максимального, минимального и послеаварийных режимов работы. В результате проведенных расчетов можно убедиться в том, что все потребители обеспечиваются непрерывным снабжением электроэнергией с напряжением, равным желаемому. При этом изменение режима работы практически не оказывает влияния на качество снабжения потребителей электроэнергией. В заключение работы были рассчитаны технико-экономические показатели спроектированной сети.

Во второй части ВКР проведён выбор электрической аппаратуры, а именно:

- выключателей;
- разъединителей;
- комплектного распределительного устройства;

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	13.03.02.2018.254.00				

- трансформаторов тока;
- трансформаторов напряжения;
- шин;
- изоляторов.

При выборе аппаратов, ввиду их огромного многообразия, предпочтение было отдано более современным, которые наилучшим образом соответствовали необходимым параметрам и нормам.

Также в данной главе разработана релейная защита силового трансформатора. Устанавливаются следующие виды защит:

- дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания;
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий;
- защита от перегруза;
- газовая защита.

В заключительной части работы определен режим плавки гололеда на ПС-6 - применение разъединителя плавки гололеда. Произведен выбор данного разъединителя – выбран разъединитель РПГ-110/2000 УХЛЗ.

На основании нормативных документов выбрано месторасположение оборудования ОРУ-110 кВ. Проведен расчет контура заземления установки плавки гололеда. Так как на нашей ПС-6 ток плавки согласно расчетам составляет 90 А, что меньше 1200 А, то в качестве рабочего заземлителя установки плавки гололеда применяется контур заземления подстанции. К данному контуру каждый полюс разъединителя РПГ-110 кВ прикрепляется тремя лучами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Стандарт предприятия. Курсовые и дипломные проекты. Общие требования к оформлению, – Челябинск: ЮУрГУ, 2008.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Блок Б.М. Электрические сети и системы. – М.: Высшая школа, 1986.
4. Петренко Л.И. Электрические сети и системы. – Киев: Высшая школа, 1980.
5. Электрические системы и сети / Под ред. Г.Л. Денисенко. - Киев: Высшая школа, 1986.
6. Справочник по проектированию электрических сетей. / Под ред. Д.Л. Файсбисович – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006-2009.
7. 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"
8. Правила устройства электроустановок – 7-е издание, 2011.
9. Электротехнический справочник / Под ред. В.Г. Герасимова – М.: Энергия, 1982. – Т. 1-3.
10. Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем: ВНТП-80. – М.: Минэнерго СССР, 1981.
11. Электрические системы. Т.1. Математические задачи электроэнергетики / Под ред. В.А. Веникова – М.: Высшая школа, 1970.
12. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов /В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 1991. – 412 с.
13. ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения"

14. СО 153-34.20.187-2003 «Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ»

15. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ

16. Петренко Л.И. Электрические сети. Сборник задач/ Л.И. Петренко. – Киев: Вища школа, 1976. - 215 с.

17. Посленов Г. И., Сыч Н. М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.

18. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование/Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Высшая школа, 1988 - 310 с.

19. Правила устройства электроустановок. Главгосэнергонадзор России, 2007 г.

20. Расчёты и анализ режимов работы сетей/ под ред В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1974.-333 с.

21. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/ под ред. Неклепаева Б.Н. - М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2001;

22. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.- М.:Энергоатомиздат, 1987

23. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы/ Л.А. Солдаткина.- М.: Энергия, 1978.-216 с.

24. Справочник по проектированию электроэнергетических систем – 3-е изд. / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985, 347 с.

25. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. 320 с.

26. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения/под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова.-М.: Энергоиздат, 1981;

									13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						93

27. Справочник по проектированию электроснабжения/под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова.- М.: Энергоатомиздат, 1990

28. Справочник по электроснабжению и электрооборудования: в 2 т. / под ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – Т.1.– 568 с.

29. Тележев Б. А., Электротехника. – М.: Госэнергоиздат, 1992 512 с.

30. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей [Текст]: СО 00.03.03–2007: утв. ОАО Институт «Энергосетьпроект» 20.07.07.: ввод в действие с 01.09.07. – М.: ОАО Институт «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.

31. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.

32. Шубенко В.А. Примеры по курсу «Электрические сети и системы»/ В.А. Шубенко. – Красноярск; КПИ. 1975. – 128 с.

33. Шубенко В.А. Учебное пособие по проектированию электрических систем/ В.А. – Шубенко. – Томск, 1961. – 76с.

34. Электрическая часть электростанций и подстанций/ справочные материалы под ред. Б.Н. Неклепаева. -М.: Энергия, 1978

35. 4Электрические системы. Электрические сети. Т.II/ под ред. В.А. Веникова.-М.: Высш.шк., 1971.-438с.

36. Электротехнический справочник. Том 2. Под редакцией Грудинского П.Г. и др. – М.: Энергия, 1975

37. Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. проффесоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002.

38. Электроэнергетические системы и сети. Версия 1.0: метод. указания по курсовому проектированию / сост. : А. А. Герасименко, Е. С. Кинев, Л. И. Пилюшенко. – Электрон. дан. (2 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008.

39. Высоковольтные установки компенсации реактивной мощности, производства ООО «Славэнерго» [Электронный ресурс] URL:

						13.03.02.2018.254.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата			94

http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_visokovoltnaja

									<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	13.03.02.2018.254.00				95

Однолинейная схема электрических соединений сети

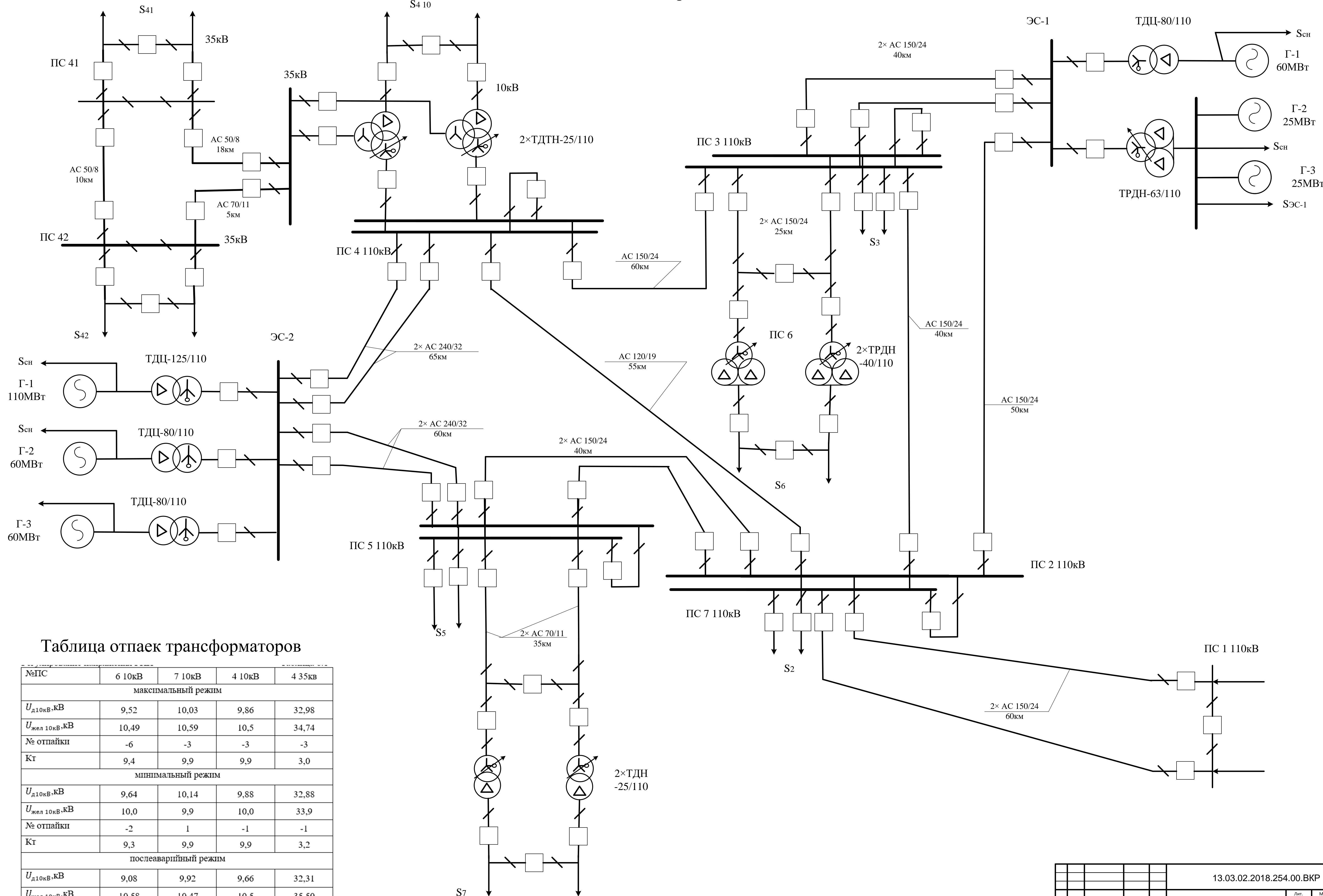
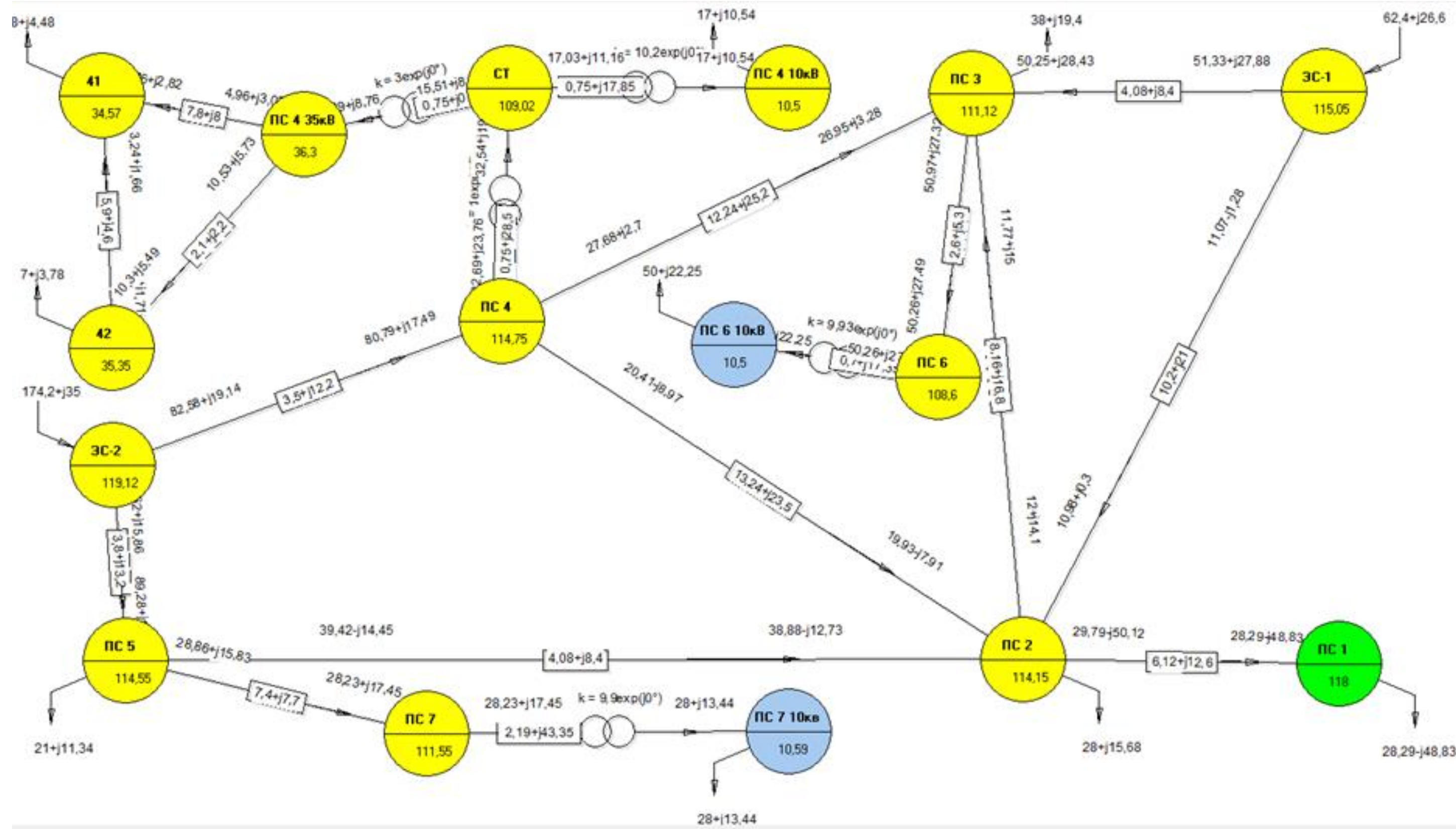


Таблица отпаяк трансформаторов

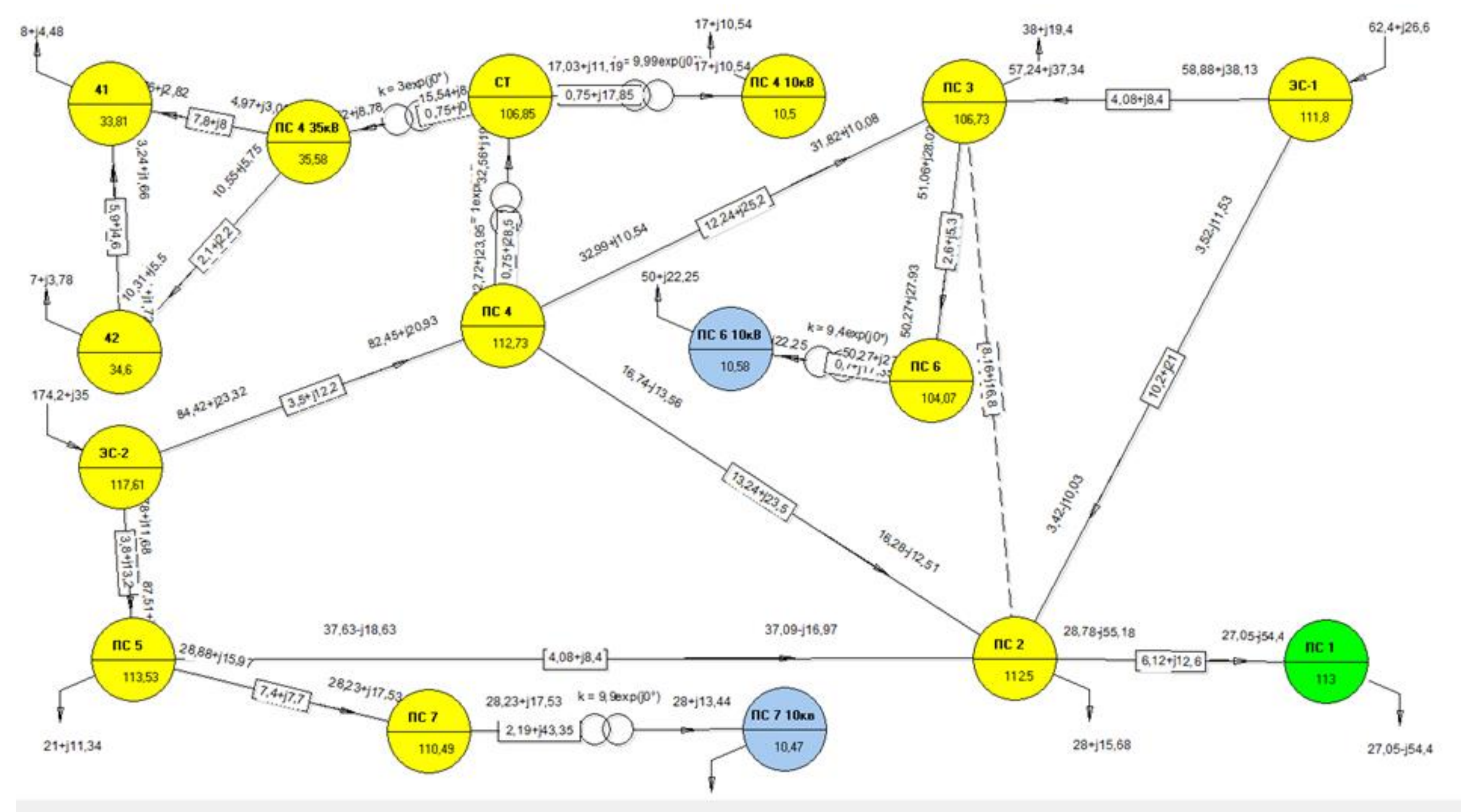
№ПС	6 10кВ	7 10кВ	4 10кВ	4 35кВ
максимальный режим				
$U_{д10кВ}, кВ$	9,52	10,03	9,86	32,98
$U_{жел 10кВ}, кВ$	10,49	10,59	10,5	34,74
№ отпайки	-6	-3	-3	-3
Кт	9,4	9,9	9,9	3,0
минимальный режим				
$U_{д10кВ}, кВ$	9,64	10,14	9,88	32,88
$U_{жел 10кВ}, кВ$	10,0	9,9	10,0	33,9
№ отпайки	-2	1	-1	-1
Кт	9,3	9,9	9,9	3,2
послеаварийный режим				
$U_{д10кВ}, кВ$	9,08	9,92	9,66	32,31
$U_{жел 10кВ}, кВ$	10,58	10,47	10,5	35,50
№ отпайки	-7	-3	-3	-3
Кт	9,3	9,9	9,9	3,0

					13.03.02.2018.254.00.ВКР		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Электрическая схема сети		
Разраб.	Булатов	Деменева					
Провер.	Булатов						
Н.контроль	Булатов						
Утв.	Горшков				Лист 1 из 4		
					ЮУрГУ, кафедра ЭССиСЭ		

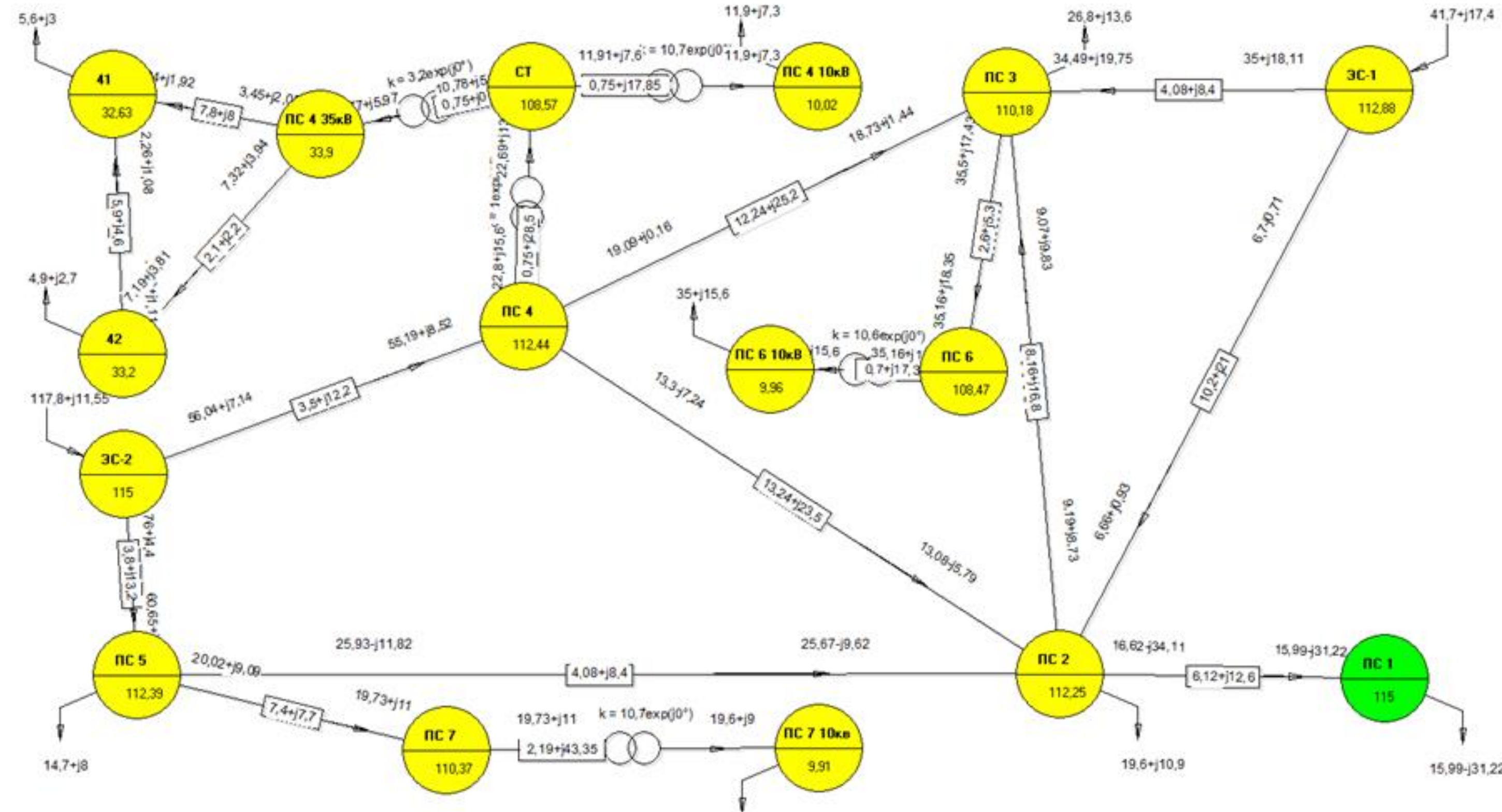
Карта максимального режима сети



Карта послеаварийного режима сети



Карта минимального режима сети



				13.03.02.2018.254.00.ВКР				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Карты режимов сети	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Булатов	Деменева				В	К	Р
Провер.						Лист 2 / Листов 4		
Н.контроль	Булатов					ЮрГУ, кафедра ЭЭСиСЭ		
Утв.		Горшков						

РПД-110/1250 У1

РПД-110/1250 У1

РПД-110/1250 У1

ТОГФ 110-300/5-У1

ВГТ-110Б-40/2500 У1

ОПН-У-110

ТРДН-40000/110/10

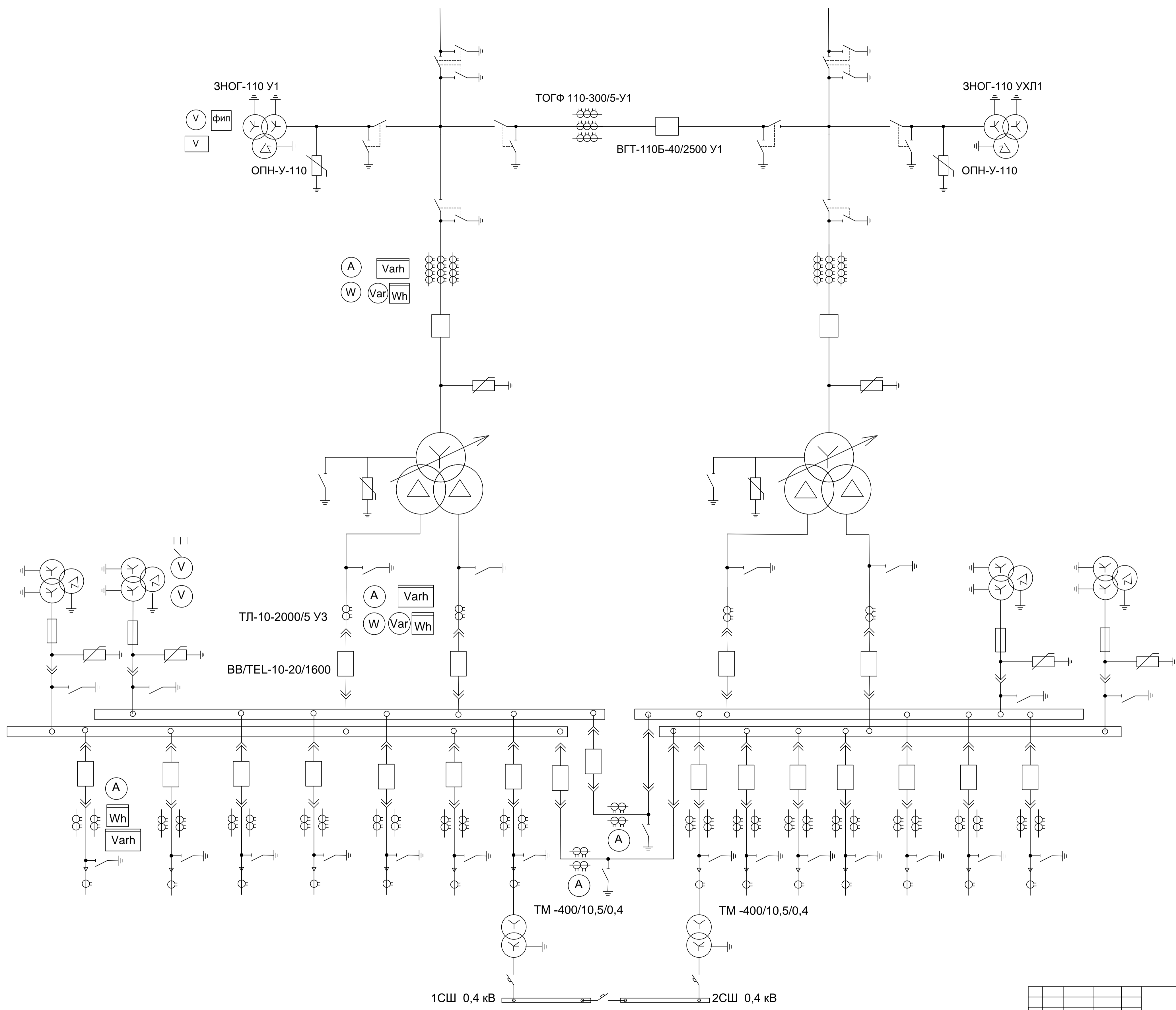
ЗНОЛ.06-10

АД31Т-100х10
АД31Т-100х10

ВВ/ТЕЛ-10-20/630

ТЛ-10-2500/5 У3

ТЗЛМ

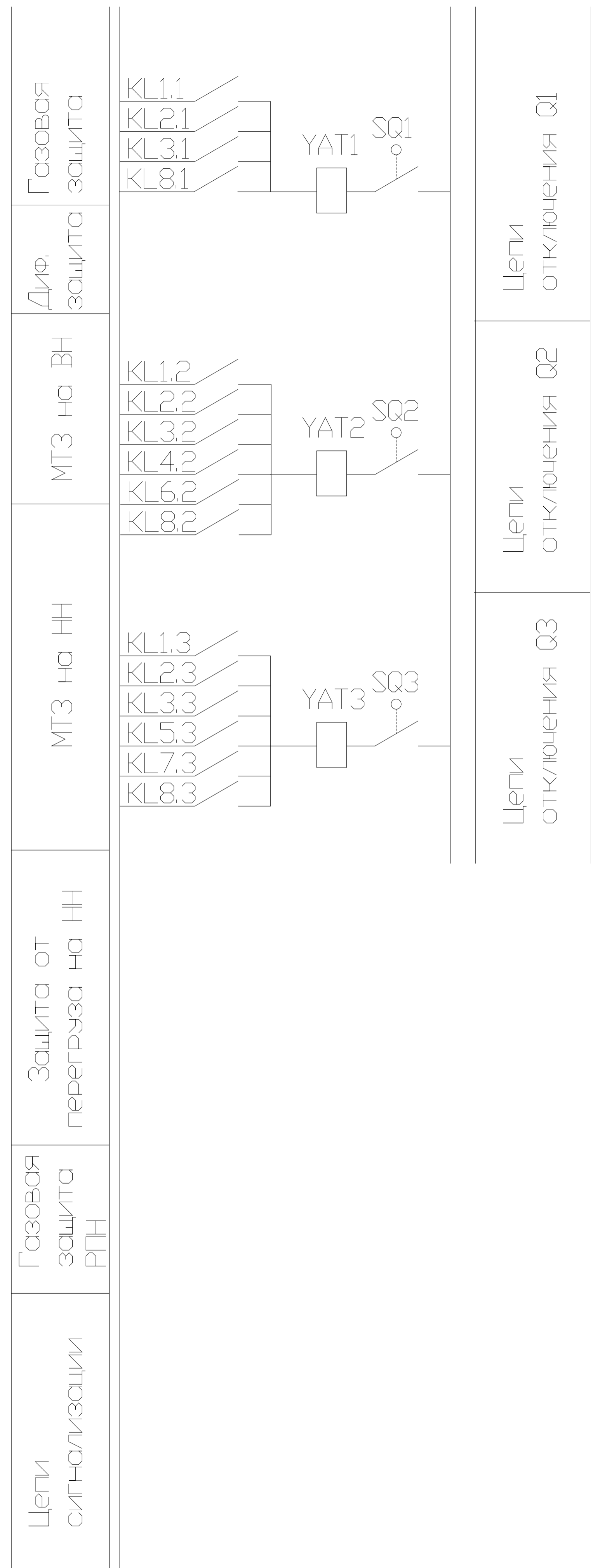
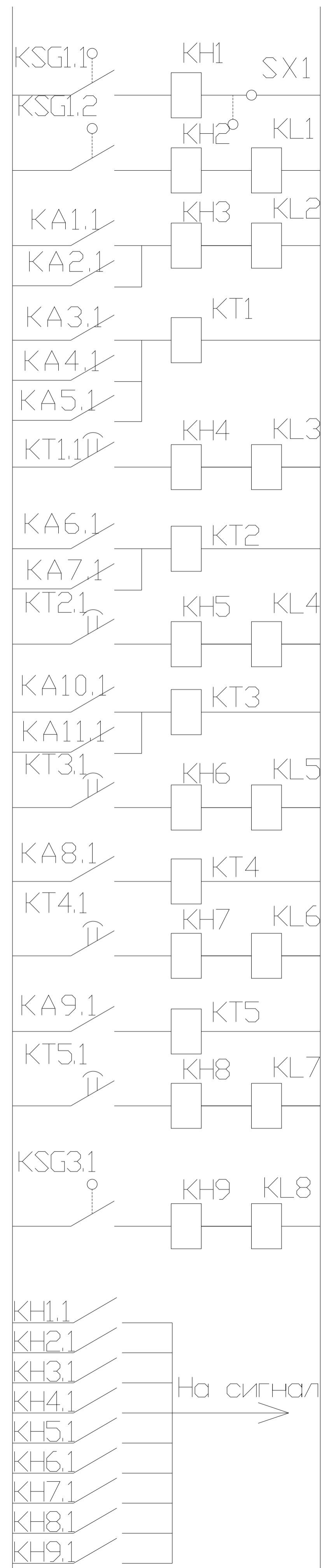
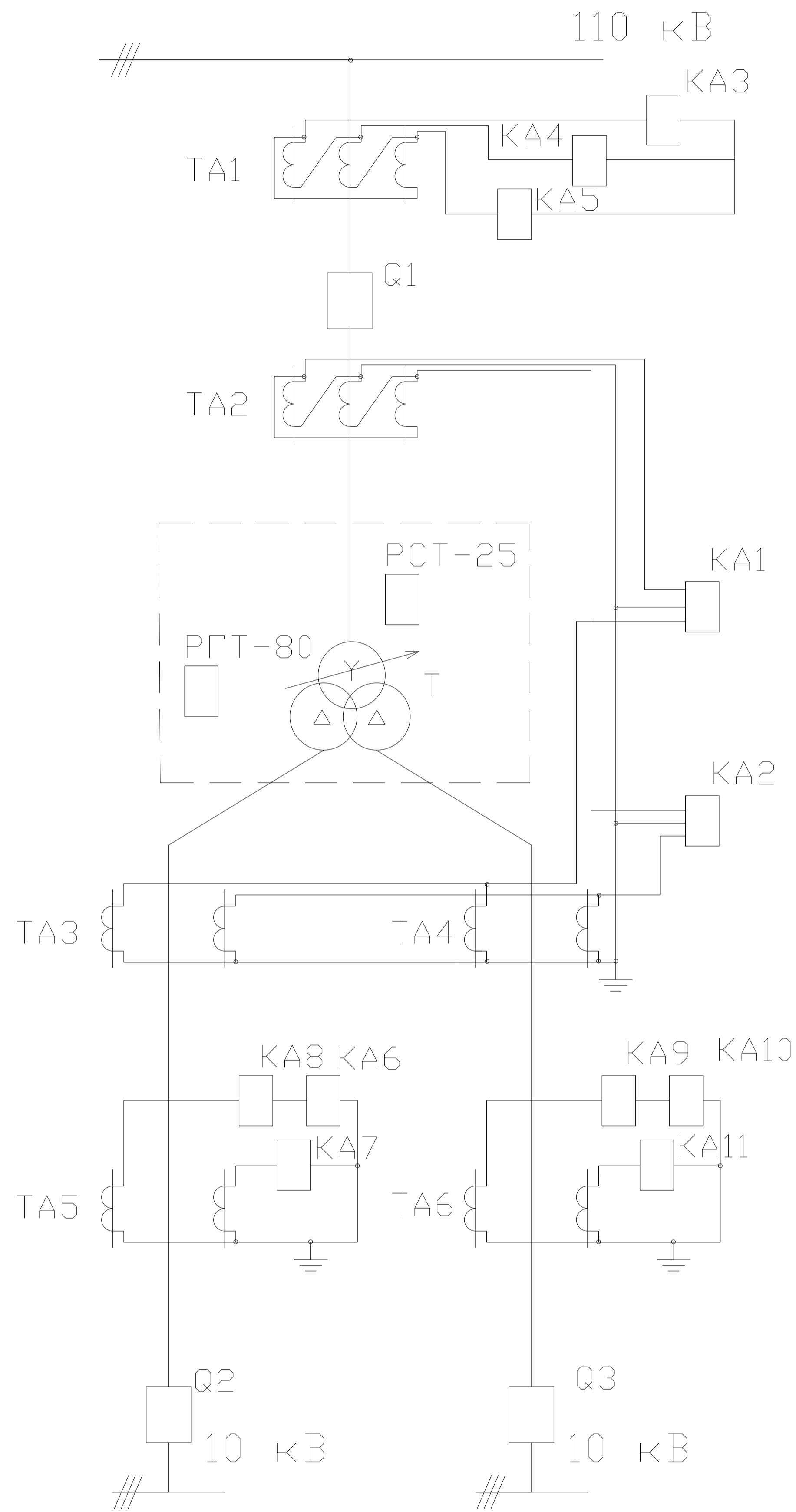


13.03.02.2018.254.00.ВКР

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лиг Маса Масштаб В К Р Лист 3 Листов 4 ЮУрГУ, Кафедра ЭССиСЭ
Разработ.	Деменева				
Провер.	Булатов				
Н. контр.	Булатов				
Утв.	Горшков				

Схема электрическая ПС-6

1СШ 0,4 кВ 2СШ 0,4 кВ



Цепи оперативного тока

Формат Знак	Позиция	Обозначение	Наименование	Кол-во	Прим.
1		T	Трансформатор ТРДН-40000/10/10	1	
2		TA1, TA2	Трансформатор тока ТОГФ-110-300/5	6	
3		TA3, TA4, TA5, TA6	Трансформатор тока ТЛ-10-2000/5	8	
4		Q1	Выключатель ВГТ-110-40/2500 У1	1	
5		Q2, Q3	Выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У3	1	
Газовая защита					
6		KSG	Газовое реле РГТ-80	1	
7		KH1, KH2	Указательное реле РУ-21	2	
8		KI1	Промежуточное реле РП-25	1	
9		SX	Контакт состояния выключателя	1	
Дифференциальная защита					
10		KA1, KA2	Дифференциальное реле РСТ-15	2	
11		KH3	Указательное реле РУ-21	1	
12		KI2	Промежуточное реле РП-25	1	
Максимальная токовая защита на НН					
13		KA6, KA7, KA10, KA11	Токовое реле РСТ-11-19	4	
14		KH5, KH6	Указательное реле РУ-21	2	
15		KI4, KI5	Промежуточное реле РП-23	2	
16		KT2, KT3	Реле времени РВ-01	2	
Максимальная токовая защита на ВН					
17		KA3, KA4, KA5	Токовое реле РСТ-11-24	3	
18		KH1	Указательное реле РУ-21	1	
19		KI3	Промежуточное реле РП-23	1	
20		KT1	Реле времени РВ-01	1	
Защита от перегруза на НН					
21		KA8, KA9	Токовое реле РСТ-11-19	2	
22		KH7, KH8	Указательное реле РУ-21	2	
23		KI6, KI7	Промежуточное реле РП-25	2	
24		KT4, KT5	Реле времени РВ-01	2	
Газовая защита РПН					
25		KSG	Газовое реле РСТ-25	1	
26		KH9	Указательное реле РУ-21	2	
27		KI8	Промежуточное реле РП-25	1	
Электрмагнит отключения					
21		YAT1, YAT2, YAT3	Электрмагнит отключения	3	
22		SQ1, SQ2, SQ3	Контакт состояния выключателя	3	

13.03.02.2018.254.00.ВКР

Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Лит	Масса	Масштаб
	4				В	К	Р
					Лист 4 из 4		
					ЮУрГУ, Кафедра ЭССиСЭ		

Схемы релейной защиты