

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, начальник электрического цеха

ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО»

_____/ Сабирьянов Р.М. /

« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Развитие районной электрической сети 110кВ с реконструкцией подстанции
металлургического комбината 110кВ.

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 909.00. ВКР
(код направления, год, номер студенческого)

Руководитель, доцент

/ Хайретдинова Н.С. /

. « ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы ПЗ – 571

_____/ Беккер В.Д. /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, доцент

_____/ Хайретдинова Н.С. /

« ____ » _____ 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

Беккера Владимира Дмитриевича
(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы Развитие районной
электрической сети 110кВ с реконструкцией подстанции металлургического
комбината 110кВ.

утверждена приказом по университету от 04.04 2018 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы 22.06.2018г.

3. Исходные данные к работе
Исходная районная электрическая сеть.

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

1 лист: Исходная схема районной электрической сети.

2 лист: Перспективный вариант развития исходной районной электрической сети.

3 лист: Развитие районной электрической сети.

4 лист: Карта режимов второго варианта развития сети.

5 лист: Схема главная подстанции металлургического комбината.

6 лист: Схема электрическая подстанции металлургического комбината.

Всего 6 листов

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ исходной районной электрической сети.		
Разработка перспективного варианта развития исходной районной электрической сети.		
Анализ и доработка выбранного перспективного варианта исходной районной сети.		
Реконструкция подстанции «Металлург» 110/10 кВ.		

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ / _____ /

Студент _____ / _____ /

АННОТАЦИЯ

Беккер В.Д. Развитие районной электрической сети 110кВ с реконструкцией подстанции металлургического комбината 110 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ (НИУ), ПЗ–571; 2018, 89 с., 35 табл., 20 ил., библиогр. список 14 наим., 6 прил.

Сделать анализ перспективного развития исходной районной электрической сети стал целью данной выпускной квалификационной работы.

Для достижения данной цели был решен ряд поставленных задач:

- проверить исходную электрическую сеть на соответствие требованиям электроснабжения;
- настроить режим сети, повысить качество электроснабжения потребителей;
- реконструкция понижающую подстанцию 110/10 кВ, металлургического комбината, а также осуществляющую транзит мощности;

Опираясь на результаты расчета режимов в программе RASTRwin, а также сравнение приведенных затрат по укрупненным показателям, был определен наиболее перспективный вариант развития исходной районной электрической сети.

					<i>13.03.02.2018.909.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Беккер В.Д.</i>			<i>Развитие районной электрической сети 110кВ с разработкой подстанции металлургического комбината</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Хайретдинова Н.С.</i>					4	89
<i>Реценз.</i>		<i>Сабирьянов Р.М.</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Хайретдинова Н.С.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Кирпичникова И.М.</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЗАДАНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Анализ исходной схемы районной электрической сети	9
1.1 Исходные данные	9
1.2 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе	10
1.3 Параметры схемы замещения линий сети и расчет режима сети	13
2 Разработка перспективного варианта развития исходной районной электрической сети	18
2.1 Разработка и выбор двух перспективных вариантов развития данной районной электрической сети	18
2.1.1 Выбор класса напряжения для новых линий	18
2.1.2 Выбор сечения проводов ЛЭП для новых п/станции	19
2.1.3 Разработка вариантов развития и их сравнение	20
2.2 Сравнение двух выбранных вариантов развития исходной сети и выбор наилучшего из них	28
3 Анализ и доработка выбранного перспективного варианта развития исходной сети	31
3.1 Расчет основных режимов сети	31
3.1.1 Расчет режима максимальных нагрузок	31
3.1.2 Расчет режима минимальных нагрузок	34
3.1.3 Расчет послеаварийного режима	37
3.3 Техничко-экономические показатели сети	40
4 Реконструкция подстанции «Металлург» 110/10 кВ	43
4.1 Разработка структурной схемы подстанции	43
4.1.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей	43
4.1.2 Выбор числа и мощности трансформаторов	43
4.2 Разработка главной схемы подстанции	45

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		5

4.2.1 Расчет токов в нормальном, утяжеленном режимах и токов короткого замыкания	45
4.2.1.1 Расчетные токи на стороне высшего напряжения	45
4.2.1.2 Расчетные токи на стороне нижнего напряжения	46
4.2.2 Расчет токов короткого замыкания	46
4.2.2.1 Заземление трансформатора	46
4.2.2.2 Выбор расчетной точки короткого замыкания	47
4.2.3 Выбор схемы распределительного устройства ВН	49
4.2.4 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, средств контроля и измерения	50
4.2.4.1 Выбор выключателей и разъединителей	50
4.2.4.2 Выбор трансформаторов тока	52
4.2.4.3 Выбор трансформаторов напряжения	56
4.2.4.4 Выбор токоведущих частей для РУ ВН	57
4.2.5 Выбор схемы соединения распределительного устройства НН..	58
4.2.5.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения для РУ НН	61
4.2.5.2 Токоведущие части	65
4.3 Разработка схем питания собственных нужд подстанции	65
4.3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд	66
4.3.2 Схема питания собственных нужд подстанции	67
4.4 Выбор аккумуляторной батареи	69
4.5 Управление и сигнализация	72
4.6 Конструктивное исполнение	73
4.7 Защита подстанции от прямых попаданий молний	73
 БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	 76

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А..... 78
ПРИЛОЖЕНИЕ Б 79
ПРИЛОЖЕНИЕ В 81
ПРИЛОЖЕНИЕ Г 85
ПРИЛОЖЕНИЕ Д 86
ПРИЛОЖЕНИЕ Е 87

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

ВВЕДЕНИЕ

Одним из важнейших показателей уровня электроэнергетики страны является состояние электрических сетей.

В связи с постоянным увеличением числа потребителей электроэнергии в настоящее время многие участки электрических сетей находятся в перегруженном состоянии, что крайне негативно влияет на их надежность и срок службы. Кроме того, современный потребитель более требовательно стал относиться к качеству электроэнергии.

Таким образом, поиск путей повышения уровня электроэнергетики нашей страны является актуальной проблемой. Необходима модернизация линий электропередачи и подстанций, что обеспечит бесперебойное электроснабжение современного потребителя.

В рамках темы данной выпускной квалификационной работы необходимо решить следующие задачи:

- Проанализировать исходную схему районной электрической сети, проверить режимы ее работы, выявить возможные проблемы, найти решение для устранения выявленных проблем;
- Разработать перспективный вариант развития исходной сети с подключением новых потребителей;
- Реконструкция подстанции 110/10 кВ для нового потребителя;

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		8

1 АНАЛИЗ ИСХОДНОЙ СХЕМЫ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1.1 Исходные данные.

Исходные данные включают в себя: первоначальную схему районной электрической сети, марки проводов ЛЭП, длины ЛЭП, информацию об используемых трансформаторах и генераторах, информацию о генерируемых и потребляемых мощностях. Эти данные представлены в таблицах.

Данные об используемых генераторах и генерируемых мощностях представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные о генераторах и мощностях.

Название ЭС	Тип генератора	P_g , МВт	Q_{gmin} , МВАр	Q_{gmax} , МВАр
Станция-1	ТВВ-160	160	24,3	102
Станция-2	ТВФ-63	63	9	47
	2хТВФ-100	200	58	150
Станция-3	ТВВ-220	220	53	137

Данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок $P_{max}+jQ_{max}$ представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о нагрузках сети.

Название п/ст	Нагрузка	Название п/ст	Нагрузка
Краско	15+j7	ГОК	60+j7
Горкино	3+j1	ОРУ-110кВ(3)	79+j68
Салютная	24+j12	Южная	25+j8
Храмова	37+j6	Электролитейная	41+j8
Володино	23+j13	Петровская	42+j11
Машинострой	23+j10	Славино	37+j6
ТПЗ	21+j10	Металлург	30+j14
ОРУ-110кВ(1)	15+j5	Витебская	39+j8
Султаново	32+j8	Красноармейская	31+j19
ОРУ-110кВ(2)	45+j21		

Для точки примыкания анализируемого района к электрической сети системы в таблице 3 заданы значения напряжения базисного (балансирующего) узла $U_{Тяговая}$ в режиме максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийном.

Таблица 3 – Значения напряжения базисного узла.

U _{База-III}		
U _{макс} , кВ	U _{мин} , кВ	U _{пав} , кВ
115	113	110

Тип трансформаторов, марки проводов и длины ЛЭП обозначены на схеме сети. Первоначальная схема районной электрической сети представлена на рисунке 1, а также в приложении А.

1.2 Анализ работы трансформаторов, установленных на электростанциях.

На электростанции для каждого блока выбирается трансформатор марки ТДЦ и $S_{\text{ном}}$ трансформатора должна быть больше мощности, протекающей через него:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{max}}. \quad (4)$$

Проанализируем работу трансформатора, установленного на Станции-1.

На Станция-1 установлен генератор ТВВ-160 и трансформатор ТДЦ-200/110.

$$S_{\text{max}} = S_{\text{генератора}} - S_{\text{с.н.}} = 160 + j102 - 10 + j7,5 = 177,2 \text{ МВА} \quad (5)$$

Полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-200/110 на Станции-1 не требуется.

Проанализируем работу трансформаторов, установленных на Станции-2.

На Станции-2 имеется 3 блока, на одном из которых установлен генератор типа ТВФ-63, на двух других – ТВФ-100. Повышение напряжения осуществляется посредством одного трансформатора марки ТДЦ-80/110 и двух трансформаторов марки ТДЦ-125/110. Проведем проверку работы установленных трансформаторов.

Для Станции-2 Блок-1.

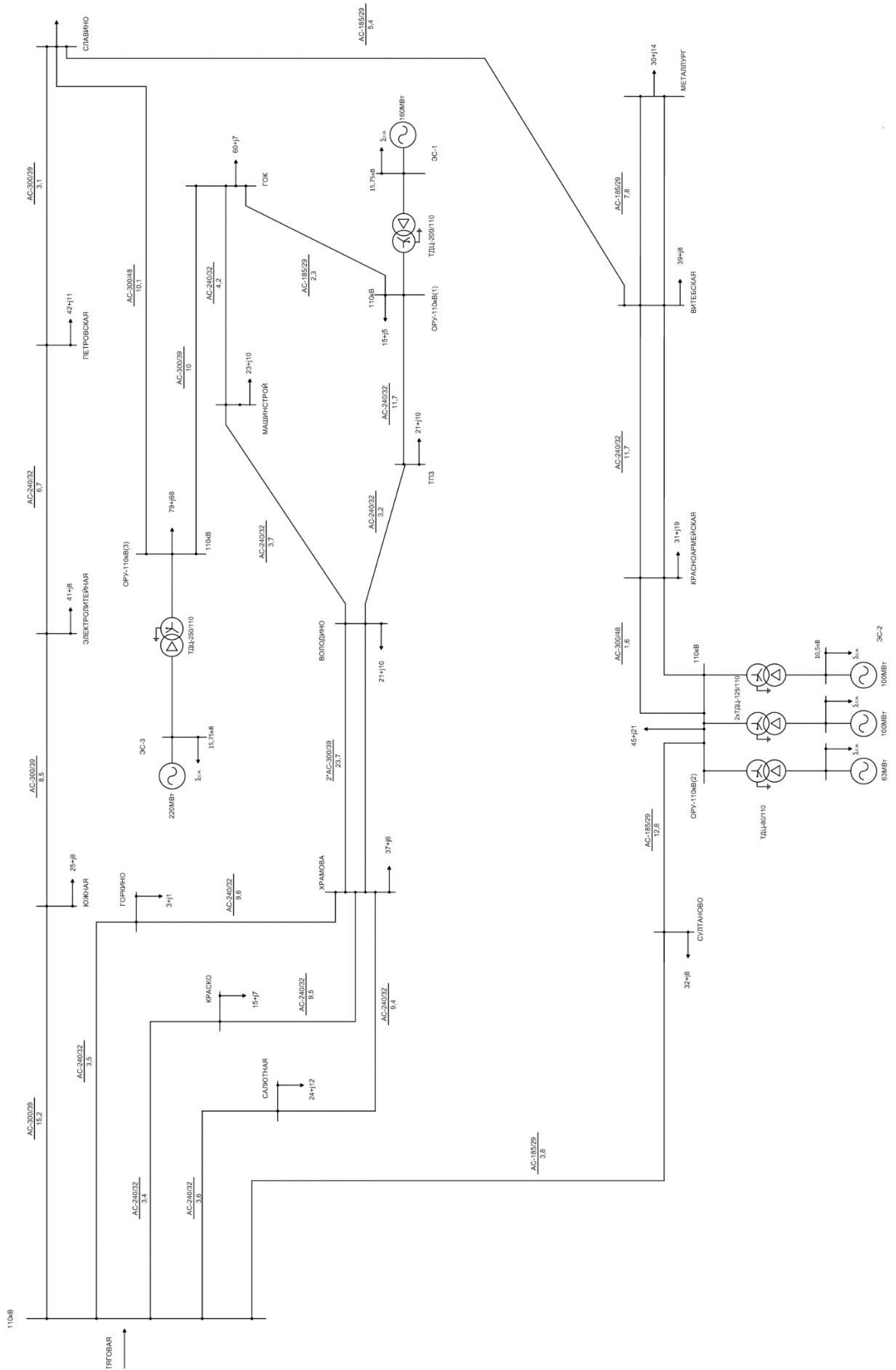


Рисунок 1 – Исходная схема районной электрической сети

$$S_{max} = S_{генератора} - S_{с.н.} = 63 + j47 - 5 + j4 = 72 \text{ МВА} \quad (6)$$

Полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-80/110 на Станции-2 на Блоке-2 не требуется.

Для Станции-2 Блок-1 и Блок-3.

$$S_{max} = S_{генератора} - S_{с.н.} = 100 + j75 - 7 + j4 = 117 \text{ МВА} \quad (7)$$

Полученный результат показывает, что замена трансформаторов ТДЦ-125/110 на Станции-2 на Блоке-1 и Блоке-3 не требуется.

Проанализируем работу трансформатора, установленного на Станции-3.

На Станции-3 установлен генератор типа ТВВ-220 и трансформатор ТДЦ-250/110.

$$S_{max} = S_{генератора} - S_{с.н.} = 220 + j137 - 12 + j10 = 244 \text{ МВА} \quad (8)$$

Полученный результат показывает, что замена трансформатора ТДЦ-250/110 на Станции-3 не требуется.

Параметры выбранных трансформаторов сведены в таблицы 3.

Таблица 3 – Параметры трансформаторов на электростанциях.

Тип	S _{НОМ} , МВА	Регулирование напряжения	U _{НОМ} , кВ		ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	R _т , Ом	X _т , Ом
			ВН	СН				
ТДЦ-80/110	80	±2х2,5%	121	10,5	70	480	0,71	19,2
ТДЦ-125/110	125	±2х2,5%	121	10,5	120	687,5	0,37	12,3
ТДЦ-250/110	250	±2х2,5%	121	15,75	640	1250	0,15	6,1
ТДЦ-200/110	200	±2х2,5%	121	15,75	550	1000	0,2	7,7

1.3 Параметры схемы замещения линий сети и расчет режима сети.

Для расчета режима сети необходимо найти все параметры схемы замещения. Для трансформаторов эти параметры были найдены выше, так что для расчета осталось определить параметры ЛЭП.

Параметры ЛЭП определяются по формулам [8]:

— активное сопротивление ЛЭП (учитывает активную мощность, которая расходуется на нагрев провода):

$$R_{л} = \frac{r_0 \cdot l}{n}; \quad (9)$$

— индуктивное сопротивление ЛЭП (обусловлено взаимодействием ЭДС самоиндукции каждого фазного провода и взаимоиנדукции соседних фаз и учитывает реактивную мощность, которая расходуется на создание внешнего магнитного поля вокруг проводника и магнитного поля, замыкающегося в проводе):

$$X_{л} = \frac{x_0 \cdot l}{n} \quad (10)$$

— емкостная проводимость ЛЭП (учитывает наличие конденсаторов между проводами и между проводом и землей):

$$B_{л} = b_0 \cdot l \cdot n \quad (11)$$

Для сети с классом напряжения 110кВ можно пренебречь только потерями на корону [8]. Сведем все полученные данные в таблицу 5.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

Таблица 5 – Параметры ЛЭП

№	Узел нач.	Узел кон.	Тип АС	L, км	n	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	B ₀ , см/км	R _л , Ом	X _л , Ом	B _л · 10 ⁶ , См
1	1	2	240/32	3,4	1	0,118	0,405	2,808	0,40	1,37	9,5
2	1	3	240/32	3,5	1	0,118	0,405	2,808	0,41	1,42	9,8
3	1	4	240/32	3,6	1	0,118	0,405	2,808	0,42	1,46	10,1
4	2	5	240/32	9,5	1	0,118	0,405	2,808	1,12	3,8	26,7
5	3	5	240/32	9,6	1	0,118	0,405	2,808	1,13	3,9	27
6	4	5	240/32	9,4	1	0,118	0,405	2,808	1,15	3,7	27,5
7	5	6	300/39	23,7	2	0,096	0,429	2,645	1,13	5,08	125,4
8	6	7	240/32	3,7	1	0,118	0,405	2,808	0,43	1,49	10,3
9	6	8	240/32	3,2	1	0,118	0,405	2,808	0,37	1,29	9
10	7	10	240/32	4,2	1	0,118	0,405	2,808	0,5	1,7	11,8
11	8	9	240/32	11,7	1	0,118	0,405	2,808	1,38	4,71	32,8
12	9	10	185/29	2,3	1	0,159	0,413	2,707	0,36	0,95	6,2
13	10	11	300/39	10	1	0,096	0,429	2,645	0,95	4,29	26,5
14	1	12	300/39	15,2	1	0,096	0,429	2,645	1,46	6,52	40,2
15	12	13	300/39	8,5	1	0,096	0,429	2,645	0,81	3,64	22,5
16	13	14	240/32	6,7	1	0,118	0,405	2,808	0,79	2,71	18,9
17	14	15	300/39	3,1	1	0,096	0,429	2,645	0,29	1,32	8,2
18	15	17	185/29	5,4	1	0,159	0,413	2,707	0,85	2,23	14,6
19	16	17	185/29	5,4	2	0,159	0,413	2,707	0,63	2,18	15,2
20	17	18	240/32	11,7	2	0,118	0,405	2,808	0,69	2,35	65,6
21	18	19	300/48	1,6	2	0,096	0,429	2,645	0,15	0,68	4,4
22	19	20	185/29	12,8	1	0,159	0,413	2,707	2,03	5,28	34,6
23	20	1	185/29	3,8	1	0,159	0,413	2,707	0,6	1,56	10,3
24	11	15	300/48	10,1	1	0,096	0,429	2,645	2,04	9,13	56,3

Необходимо провести расчет режима максимальных нагрузок в исходной сети. Чтобы это сделать, воспользуемся программой RASTRwin3. Полученный результат приведен на рисунке 2.

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	13.03.02.2018.909.00 ПЗ						14

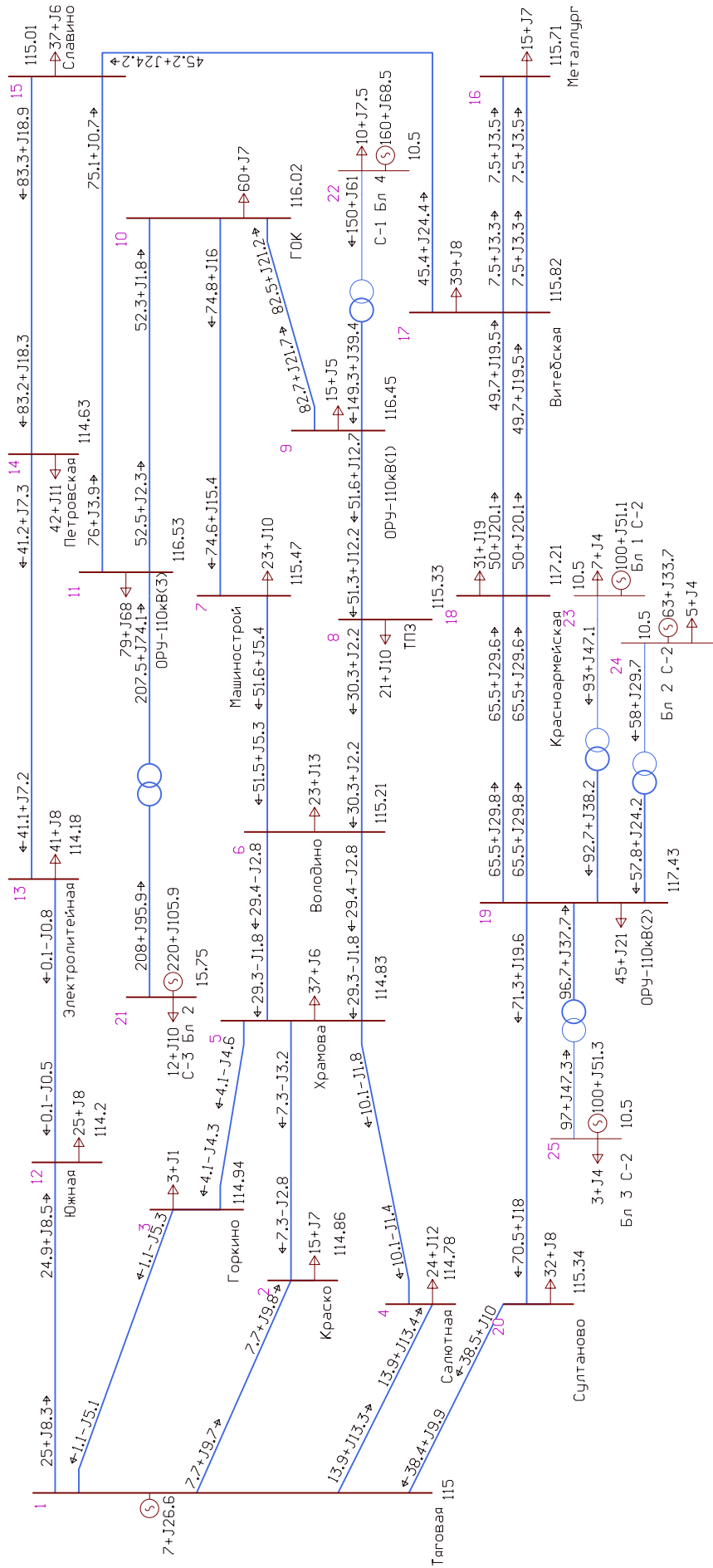


Рисунок 2 – Режим максимальных нагрузок для исходной сети.

					Лист
13.03.02.2018.909.00 ПЗ					15
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	

С помощью расчета на ЭВМ в программе RASTRwin3 были получены токи в ветвях. Необходимо провести анализ нагрузки ветвей, выявить перегруженные линии электропередачи. Величины токов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Токи в ветвях.

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	Iдоп
1	2	Тяговая - Краско	62	63	605
1	3	Тяговая - Горкино	26	27	605
1	4	Тяговая - Салютная	97	97	605
1	12	Тяговая - Южная	132	133	710
1	20	Тяговая - Султаново	199	199	510
2	5	Краско - Храмова	40	40	605
3	5	Горкино - Храмова	30	31	605
4	5	Салютная - Храмова	51	52	605
5	6	Храмова - Володино	147	148	710
6	7	Володино - Машинострой	259	259	605
6	8	Володино - ТПЗ	152	152	605
7	10	Машинострой - ГОК	381	381	605
8	9	ТПЗ - ОРУ-110кВ(1)	264	264	605
9	10	ОРУ-110кВ(1) - ГОК	424	424	510
10	11	ГОК - ОРУ-110кВ(3)	260	260	710
12	13	Южная - Электролитейная	3	4	710
13	14	Электролитейная - Петровская	211	211	605
14	15	Петровская - Славино	429	429	710
16	17	Металлург - Витебская	41	41	510
17	18	Витебская - Красноармейская	266	265	605
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	354	354	710
19	20	ОРУ-110кВ(2) - Султаново	363	364	510
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	354	354	510
5	6	Храмова - Володино	148	148	510
11	15	ОРУ-110кВ(3) - Славино	377	377	710
17	18	Витебская - Красноармейская	266	265	510
16	17	Металлург - Витебская	41	41	510
15	17	Славино - Витебская	257	257	510

По Таблице 6 видно, что в данной сети токи ветвей в режиме максимальных нагрузок не превышают длительно-допустимые значения токов. Сечения проводов, выбраны верно в данных ЛЭП.

С помощью расчета на ЭВМ в программе RASTRwin3 также были получены напряжения в узлах сети. Необходимо провести анализ напряжений в узлах сети на наличие отклонений, превышающих допустимые нормы. Величины напряжений представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Напряжения в узлах сети.

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Тяговая	115	11	ОРУ-110кВ(3)	116,53
2	Краско	114,86	12	Южная	114,2
3	Горкино	114,94	13	Электролитейная	114,18
4	Салютная	114,78	14	Петровская	114,63
5	Храмова	114,83	15	Славино	115,01
6	Володино	115,21	16	Металлург	115,71
7	Машинострой	115,47	17	Витебская	115,82
8	ТПЗ	115,33	18	Красноармейская	117,21
9	ОРУ-110кВ(1)	116,45	19	ОРУ-110кВ(2)	117,43
10	ГОК	116,02	20	Султаново	115,34

Проанализировав данные таблицы 7, можно сделать вывод о том, что напряжения во всех узлах сети имеют значения в пределах нормы (отклонения не превышают 5%).

2 РАЗРАБОТКА ПЕРСПЕКТИВНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ИСХОДНОЙ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.

2.1 Реконструкция и выбор двух перспективных вариантов развития данной районной электрической сети.

2.1.1 Выбор класса напряжения для новых линий.

В новом варианте схемы необходимо решить следующую задачу: подключить две новые подстанции и сделать реконструкцию п/ст «Металлург» (через которую будет осуществляться транзит мощности к двум подстанциям).

Исходные данные для подключаемых в сеть объектов:

Потребляемые мощности представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Потребляемые мощности.

Название п/ст	P_n , МВт	Q_n , МВАр
Металлург	30	14
Максимова	24	7,5
Гражданская	23	12,4

Определим расстояния до вводимых в эксплуатацию объектов.

Через п/ст «Металлург» будет проходить транзитная мощность 51 МВА к подстанциям «Гражданская», «Максимова» .

Расстояние от п/ст «Гражданская» и «Максимова» до п/ст «Металлург» составляет 11,6 км и 5 км.

Расстояние от п/ст «Гражданская» до «Максимова» составляет 4,6 км.

Рассмотрим варианты подключения указанных выше объектов. Необходимо определить номинальные напряжения для ЛЭП, соединяющих подстанции.

Номинальные напряжения зависят от мощности, передаваемой по линии, и от длины линии. Предварительный выбор напряжения можно провести, ориентируясь на экономически целесообразные области применения различных напряжений или по формуле Илларионова [9]:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (12)$$

Для п/ст «Максимова»:

$L_{\text{Максимова}} = 5$ км, $P = 24$, МВт, $Q = 7,5$ МВАр.

Для нахождения значений напряжения воспользуемся формулой (12).

$$U_{\text{эKL}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5} + \frac{2500}{24}}} = 69,98 \text{ кВ.}$$

Выбираем для п/ст «Максимова» $U_{\text{ном}}=110$ кВ.

Для п/ст «Гражданская»:

$L_{\text{Гражданская}} = 11,6$ км, $P = 23$ МВт, $Q = 12,4$ МВАр.

$$U_{\text{эKL}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{11,6} + \frac{2500}{23}}} = 81,16 \text{ кВ.}$$

Выбираем для п/ст «Гражданская» $U_{\text{ном}}=110$ кВ.

2.1.2 Выбор сечения проводов ЛЭП для новых п/ст-ций.

Во время эксплуатации электроустановка может находиться в нормальном, ремонтном или послеаварийном состоянии. Режим, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре окружающей среды, имеет место во всех перечисленных состояниях. Такой режим называют продолжительным.

Расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима; I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Определим расчетные токи для ЛЭП п/ст «Металлург».

$$S_{\text{мет}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{77^2 + 33,9^2} = 84 \text{ МВА} \quad (13)$$

Необходимо учесть отказ одной линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{мет}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{мет}}} = \frac{84}{\sqrt{3} \cdot 110} = 441 \text{ А} \quad (14)$$

Найдем экономическую площадь сечения провода

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{1} = \frac{441}{1} = 441 \text{ мм}^2 \quad (15)$$

Учитывая допустимые длительные токи и мощности, оставляем двухцепную с проводами марки АС 185/29 без изменений.

Аналогично, при помощи формул (13), (14) и (15), определим сечение проводов остальных ЛЭП.

Определим расчетные токи для ЛЭП, соединяющей п/ст «Гражданская» и п/ст «Металлург».

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		19

$$S_{\text{Граж}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{23^2 + 12,4^2} = 26,1 \text{ МВА.}$$

Необходимо учесть отказ одной линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{Граж}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Граж}}} = \frac{26,1}{\sqrt{3} \cdot 110} = 136,7 \text{ А.}$$

Найдем экономическую площадь сечения провода:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{max}}}{1} = \frac{136,7}{1} = 136,7 \text{ мм}^2.$$

Исходя из значения $F_{\text{ЭК}}$, выбираем провод АС 150/24.

Определим расчетные токи для ЛЭП, соединяющей п/ст «Максимова» и п/ст «Металлург».

$$S_{\text{Макс}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{24^2 + 7,5^2} = 25,1 \text{ МВА.}$$

Необходимо учесть отказ одной линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{Макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Макс}}} = \frac{25,1}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,7 \text{ А.}$$

Найдем экономическую площадь сечения провода:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{max}}}{1} = \frac{131,7}{1} = 131,7 \text{ мм}^2.$$

Исходя из значения $F_{\text{ЭК}}$, выбираем провод АС 150/24.

Определим расчетные токи для ЛЭП, соединяющей п/ст «Гражданская» и п/ст «Максимова».

$$S_{\text{Граж-Макс}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,9^2 + 6,1^2} = 12,5 \text{ МВА.}$$

Необходимо учесть отказ одной линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{Гр-Мак}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Гр-Мак}}} = \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 110} = 65,6 \text{ А.}$$

Найдем экономическую площадь сечения провода:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{max}}}{1} = \frac{65,6}{1} = 65,6 \text{ мм}^2.$$

Исходя из значения $F_{\text{ЭК}}$, выбираем провод АС 70/11.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

2.1.3 Разработка вариантов развития и их сравнение.

Рассмотрим два варианта подключения новых потребителей к исходной районной электрической сети. Варианты приведены в приложении Б.

При разработке вариантов будем стремиться минимизировать капиталовложения, а также попытаемся достичь максимального уровня надежности электроснабжения. Вводимые объекты необходимо соединить с исходной электрической сетью наикротчайшим путем (так получится сэкономить на возведении линий электропередачи). Также стоит помнить, что надежность электроснабжения будет выше, если вводимые объекты соединять с узлами сети, к которым подходят либо линии с двух сторон, либо одна двухцепная ЛЭП.

Расчет разработанных вариантов развития сети проведем на ЭВМ с помощью программы RASTRwin3.

Полученные в результате расчета данные сведем в таблицы. Проведем анализ токов в ветвях и напряжений в узлах сети. Отметим достоинства и недостатки каждого варианта развития сети. На основании анализа выберем два наилучших варианта для дальнейшего сравнения. Режим первого варианта развития электрической сети представлен на рисунке 3.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		21

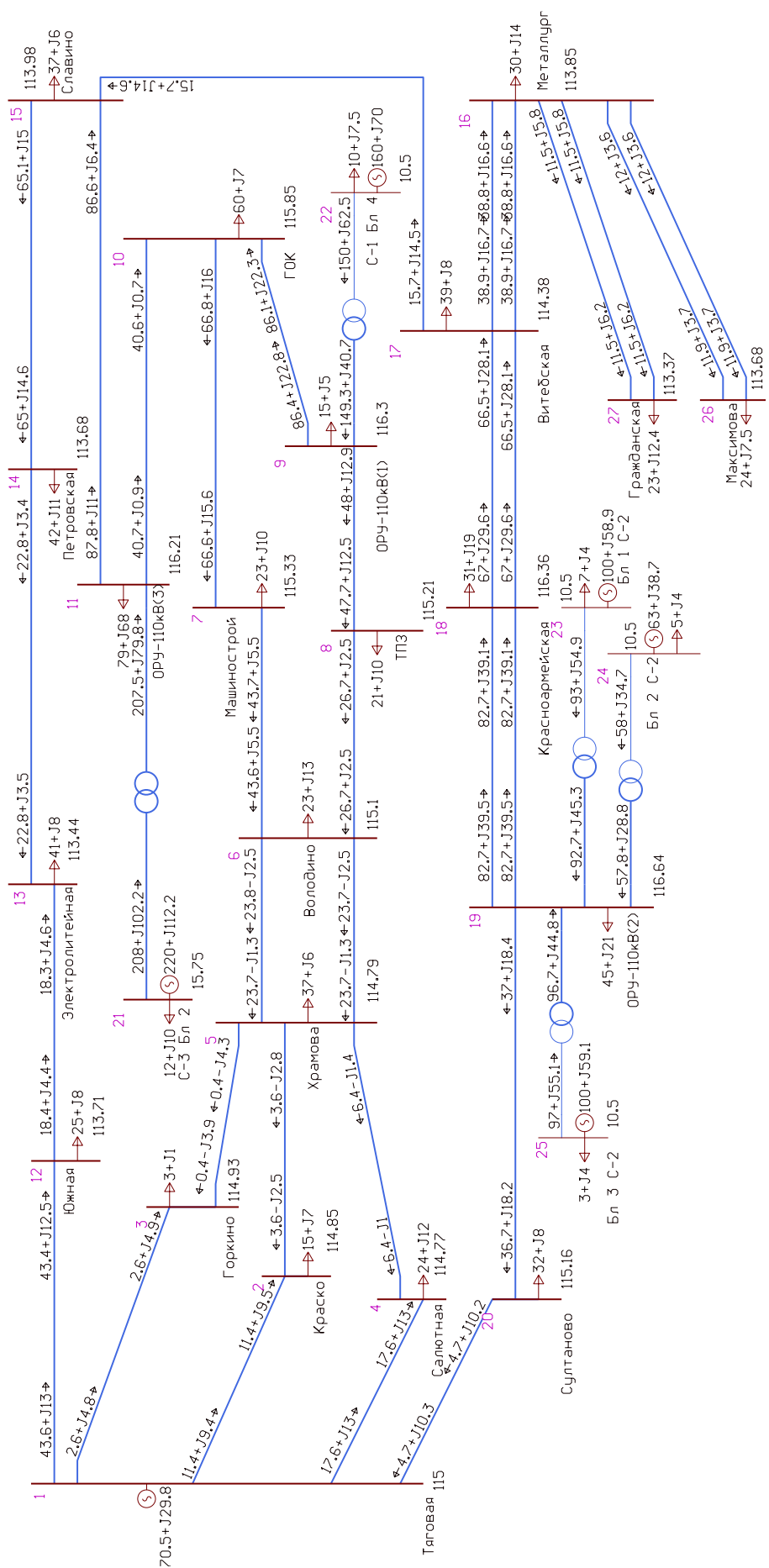


Рисунок 3 – Режим первого варианта развития сети.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						22

Проведем анализ токов в ветвях сети первого варианта развития. Токи представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Токи в ветвях сети первого варианта

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	Iдоп
1	2	Тяговая - Краско	74	75	605
1	3	Тяговая - Горкино	27	28	605
1	4	Тяговая - Салютная	110	110	605
1	12	Тяговая - Южная	228	229	710
1	20	Тяговая - Султаново	57	56	510
2	5	Краско - Храмова	22	23	605
3	5	Горкино - Храмова	20	22	605
4	5	Салютная - Храмова	32	33	605
5	6	Храмова - Володино	119	120	710
6	7	Володино - Машинострой	221	220	605
6	8	Володино - ТПЗ	135	134	605
7	10	Машинострой - ГОК	343	342	605
8	9	ТПЗ - ОРУ-110кВ(1)	247	247	605
9	10	ОРУ-110кВ(1) - ГОК	443	444	510
10	11	ГОК - ОРУ-110кВ(3)	202	202	710
12	13	Южная - Электролитейная	96	96	710
13	14	Электролитейная - Петровская	117	117	605
14	15	Петровская - Славино	339	338	710
16	17	Металлург - Витебская	214	214	510
17	18	Витебская - Красноармейская	364	364	605
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	454	454	710
19	20	ОРУ-110кВ(2) - Султаново	204	205	510
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	454	454	510
5	6	Храмова - Володино	119	120	510
11	15	ОРУ-110кВ(3) - Славино	439	440	710
17	18	Витебская - Красноармейская	364	364	510
16	17	Металлург - Витебская	214	214	510
15	17	Славино - Витебская	109	108	510
16	26	Металлург - Максимова	63	64	450
16	27	Металлург - Гражданская	65	66	450
16	26	Металлург - Максимова	63	64	450
16	27	Металлург - Гражданская	65	66	450

Проведем анализ напряжений в узлах сети первого варианта развития. Напряжения в узлах представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Напряжения в узлах первого варианта.

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Тяговая	115	11	ОРУ-110кВ(3)	116,21
2	Краско	114,85	12	Южная	113,71
3	Горкино	114,93	13	Электролитейная	113,44
4	Салютная	114,77	14	Петровская	113,68
5	Храмова	114,79	15	Славино	113,98
6	Володино	115,1	16	Металлург	113,85
7	Машинострой	115,33	17	Витебская	114,38
8	ТПЗ	115,21	18	Красноармейская	116,36
9	ОРУ-110кВ(1)	116,3	19	ОРУ-110кВ(2)	116,64
10	ГОК	115,85	20	Султаново	115,16
26	Максимова	113,68	27	Гражданская	113,37

Проведем анализ рассмотренного варианта. Для этого рассмотрим достоинства и недостатки.

Достоинства:

1. Напряжения в узлах всей сети удовлетворяют разрешенному отклонению (5%). Максимальное отклонение составляет 2,55%.

2. Достигнута высокая надежность электроснабжения п/ст «Гражданская» и п/ст «Максимова», так как они соединены с п/ст «Металлург» двучепными ЛЭП. При обрыве одной из линий питание п/ст-ции не будет прервано, тем самым обеспечим качественный отпуск электроэнергии.

Недостатки:

1. Увеличиваются капиталовложения на строительство двучепной ЛЭП для п/ст «Гражданская» и «Максимова».

По итогам анализа по первому варианту развития районной электрической сети можно сделать следующие выводы:

Для реализации данного варианта потребуются наибольшие капиталовложения. Причиной этому послужило то, что соединение вводимых объектов энергетики с исходной сетью производится двучепными ЛЭП.

Однако такой способ развития сети положительно влияет на надежность электроснабжения вводимых потребителей. Ущерб от недоотпуска электроэнергии будет минимизирован.

Учитывая вышесказанное, рассмотрим второй вариант развития исходной электрической сети. Режим второго варианта развития районной электрической сети представлен на рисунке 4.

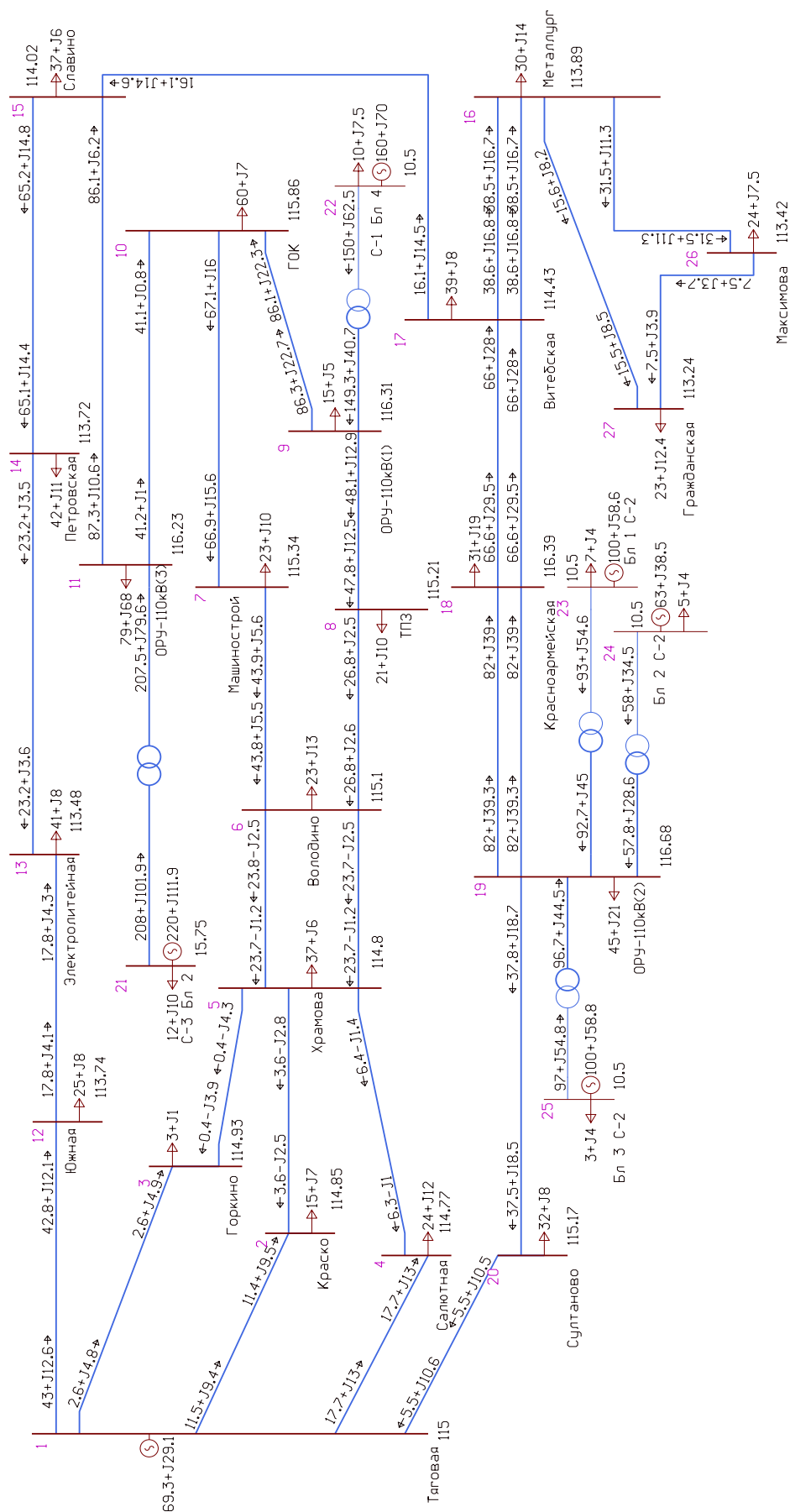


Рисунок 4 – Режим второго варианта развития сети.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

13.03.02.2018.909.00 ПЗ

Проведем анализ токов в ветвях сети второго варианта развития. Токи представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Токи в ветвях сети второго варианта.

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	I доп
1	2	Тяговая - Краско	74	75	605
1	3	Тяговая - Горкино	27	28	605
1	4	Тяговая - Салютная	110	110	605
1	12	Тяговая - Южная	225	226	710
1	20	Тяговая - Султаново	60	59	510
2	5	Краско - Храмова	22	23	605
3	5	Горкино - Храмова	20	22	605
4	5	Салютная - Храмова	32	33	605
5	6	Храмова - Володино	119	120	710
6	7	Володино - Машинострой	221	221	605
6	8	Володино - ТПЗ	135	135	605
7	10	Машинострой - ГОК	344	344	605
8	9	ТПЗ - ОРУ-110кВ(1)	248	247	605
9	10	ОРУ-110кВ(1) - ГОК	443	443	510
10	11	ГОК - ОРУ-110кВ(3)	205	205	710
12	13	Южная - Электролитейная	93	93	710
13	14	Электролитейная - Петровская	119	119	605
14	15	Петровская - Славино	339	339	710
16	17	Металлург - Витебская	213	212	510
17	18	Витебская - Красноармейская	362	361	605
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	450	450	710
19	20	ОРУ-110кВ(2) - Султаново	209	210	510
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	450	450	510
5	6	Храмова - Володино	119	120	510
11	15	ОРУ-110кВ(3) - Славино	437	437	710
17	18	Витебская - Красноармейская	362	361	510
16	17	Металлург - Витебская	213	212	510
15	17	Славино - Витебская	110	109	510
16	26	Металлург - Максимова	170	170	450
16	27	Металлург - Гражданская	89	90	450
27	26	Гражданская - Максимова	43	43	265

Напряжения в узлах представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Напряжения в узлах второго варианта.

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Тяговая	115	11	ОРУ-110кВ(3)	116,22
2	Краско	114,85	12	Южная	113,73
3	Горкино	114,93	13	Электролитейная	113,46
4	Салютная	114,77	14	Петровская	113,71
5	Храмова	114,79	15	Славино	114,01
6	Володино	115,1	16	Металлург	113,88
7	Машинострой	115,33	17	Витебская	114,41
8	ТПЗ	115,21	18	Красноармейская	116,38
9	ОРУ-110кВ(1)	116,3	19	ОРУ-110кВ(2)	116,66
10	ГОК	115,85	20	Султаново	115,17
26	Максимова	113,62	27	Гражданская	113,35

Проведем анализ рассмотренного варианта. Для этого рассмотрим достоинства и недостатки.

Достоинства:

1. Напряжения в узлах всей сети, также как и в первом варианте, удовлетворяют разрешенному отклонению (5%). Максимальное отклонение составляет 2,55%.
2. Надежность электроснабжения п/ст «Гражданская» и п/ст «Максимова» остается высокой. В данном варианте развития сети п/ст «Гражданская» соединяется с п/ст «Максимова» одноцепной линией.
3. Уменьшение капитальных вложений при строительстве ЛЭП.

По второму варианту развития районной электрической сети сделаем следующий вывод:

Для реализации данного варианта развития районной электрической сети, по сравнению с первым вариантом, потребуется меньшее количество капиталовложений. Причиной этому послужило то, что с целью повышения надежности электроснабжения соединение вводимых объектов энергетики с исходной сетью производится меньшим количеством ЛЭП.

Удешевление реализации данного варианта развития районной электрической сети, его стоит принять к дальнейшему рассмотрению, так как надежность электроснабжения новых потребителей находится на хорошем уровне.

2.2 Сравнение двух вариантов развития исходной сети и выбор наилучшего из них.

Для сравнения вариантов проведем расчет приведенных затрат.

Оптимальное решение при разработке, эксплуатации объектов энергетики означает, что заданный производственный эффект получается при минимальных затратах материальных и трудовых ресурсов. Для выбора оптимального варианта необходимо определить приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического оборудования по каждому из намеченных вариантов.

Расчет капитальных вложений производится методом укрупненных показателей. При сравнении вариантов не будем учитывать одинаковые для всех вариантов элементы. Капитальные вложения в схему, таким образом, определяются только количеством трансформаторов, п/ст и длин ЛЭП (опоры для линий 110кВ выберем стальные):

$$K = n_{iT} \cdot k_T + n_{iП} \cdot k_{П} + n_{iЛ110} \cdot k_{Л110}, \quad (16)$$

где n_{iT} – число трансформаторов, используемых в данном варианте схемы;

k_T – капитальные вложения в ячейку одного трансформатора: $k_T = 13400$ тыс. руб.;

$n_{iП}$ – число п/ст, используемых в данном варианте схемы;

$k_{П}$ – капитальные вложения в одну п/ст: $k_{П} = 69000$ тыс. руб.;

$n_{iЛ110}$ – длина линий 110кВ, используемых в данном варианте схемы;

$k_{Л110}$ – капитальные вложения в 1км линии 110кВ: $k_{Л110} = 1050$ тыс. руб/км.

Таким образом, для нахождения капитальных вложений в схему воспользуемся формулой (16):

$$K_{1\text{вар}} = 2 \cdot 13400 + 2 \cdot 69000 + 33,2 \cdot 1050 = 199660 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{2\text{вар}} = 2 \cdot 13400 + 2 \cdot 69000 + 21,2 \cdot 1050 = 187060 \text{ тыс. руб.}$$

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

Годовые эксплуатационные издержки определим по формуле:

$$И = И_{АТ} + И_{Ап} + И_{Ал} + И_{от} + И_{оп} + И_{ол} + И_{п}, \quad (17)$$

где $И_A = \alpha_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на амортизацию;

$И_0 = \beta_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на издержки на обслуживание;

$И_{п}$ – нормы отчислений на издержки от потери электроэнергии в разрабатываемом варианте.

Исходя из приведенных данных в справочнике:

$$\alpha_T = \alpha_L = \alpha_{п} = 5\% = 0,05;$$

$$\beta_T = \beta_{п} = 5,9\% = 0,059;$$

$$\beta_L = 0,8\% = 0,008.$$

$$И_{п} = (\Delta P_{\text{проект.вариант}} - \Delta P_{\text{нач.сеть}}) \cdot T \cdot Ц, \quad (18)$$

где T – число часов максимума нагрузки = 6000 ч/год;

$Ц$ – тариф за электроэнергию = 0,92 руб/(кВт*ч).

Найдем нормы отчислений на издержки от потери электроэнергии при помощи формулы (18):

$$И_{п1} = (9390 - 8620) \cdot 6000 \cdot 0,92 = 4250 \text{ тыс. руб.};$$

$$И_{п2} = (9320 - 8620) \cdot 6000 \cdot 0,92 = 3864 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки определим по формуле (17):

$$И_1 = (2 \cdot 13400 + 2 \cdot 69000 + 33,2 \cdot 1050) \cdot 0,05 + (2 \cdot 13400 + 2 \cdot 69000) \cdot 0,059 + (33,2 \cdot 1050) \cdot 0,008 + 4250 = 24235 \text{ тыс. руб.};$$

$$И_2 = (2 \cdot 13400 + 2 \cdot 69000 + 21,2 \cdot 1050) \cdot 0,05 + (2 \cdot 13400 + 2 \cdot 69000) \cdot 0,059 + (21,2 \cdot 1050) \cdot 0,008 + 3864 = 23118 \text{ тыс. руб.}$$

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

Приведенные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = И + E_n \cdot K_i + M[Y], \quad (19)$$

где $M[Y_i]$ – математическое ожидание ущерба при использовании данной сети, примем равным нулю, так как схемы отличаются незначительно.

$E_n = 0,1$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, ($T_{ок} = 10$ лет).

Определим приведенные затраты по формуле (19):

$$Z_1 = 24235 + 0,1 \cdot 199660 = 44201 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_2 = 23118 + 0,1 \cdot 187060 = 41824 \text{ тыс. руб.}$$

Сравнение приведенных затрат вычислим следующим образом:

$$\frac{|Z_1 - Z_2|}{(Z_1 + Z_2)/2} \cdot 100\% = \frac{|44201 - 41824|}{\frac{(44201 + 41824)}{2}} \cdot 100\% = 3,5\% < 10\%. \quad (20)$$

Из сравнения вариантов по приведенным затратам следует, что оба варианта можно считать равноэкономичными. Но так как второй вариант обеспечивает наибольшую надежность электроснабжения и суммарная длина возводимых ЛЭП в нем меньше на 7 км, то для дальнейшего развития электрической сети выберем именно его.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		30

3 АНАЛИЗ И ДОРАБОТКА ВЫБРАННОГО ПЕРСПЕКТИВНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ РАЙОННОЙ СЕТИ.

3.1 Расчет основных режимов сети.

Состояние электрической сети в любой момент времени называется режимом сети и характеризуется следующими параметрами режима: активной и реактивной мощностями в элементах сети; напряжением у потребителя и в узловых точках сети; величиной токов, протекающих по участкам сети; углами расхождения векторов ЭДС и напряжений; потерями мощности и падениями напряжения в элементах сети.

Задача расчета режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители.

Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных п/ст, режима работы генерирующих источников, условиями обмена мощностями рассматриваемой энергосистемы с соседствующими системами.

Ограничимся рассмотрением следующих характерных нормальных режимов:

- Режим максимальных нагрузок;
- Режим минимальных нагрузок;
- Послеаварийный режим.

Карты режимов представлены в приложении В.

3.1.1 Расчет режима максимальных нагрузок.

Режим максимальных нагрузок характеризуется повышенным напряжением в узлах сети, а также возникновением потоков мощностей, связанных с наибольшим потреблением электроэнергии.

Для расчета режима максимальных нагрузок воспользуемся программой RASTRwin3. Карта режима максимальных нагрузок представлена на рисунке 7.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		31

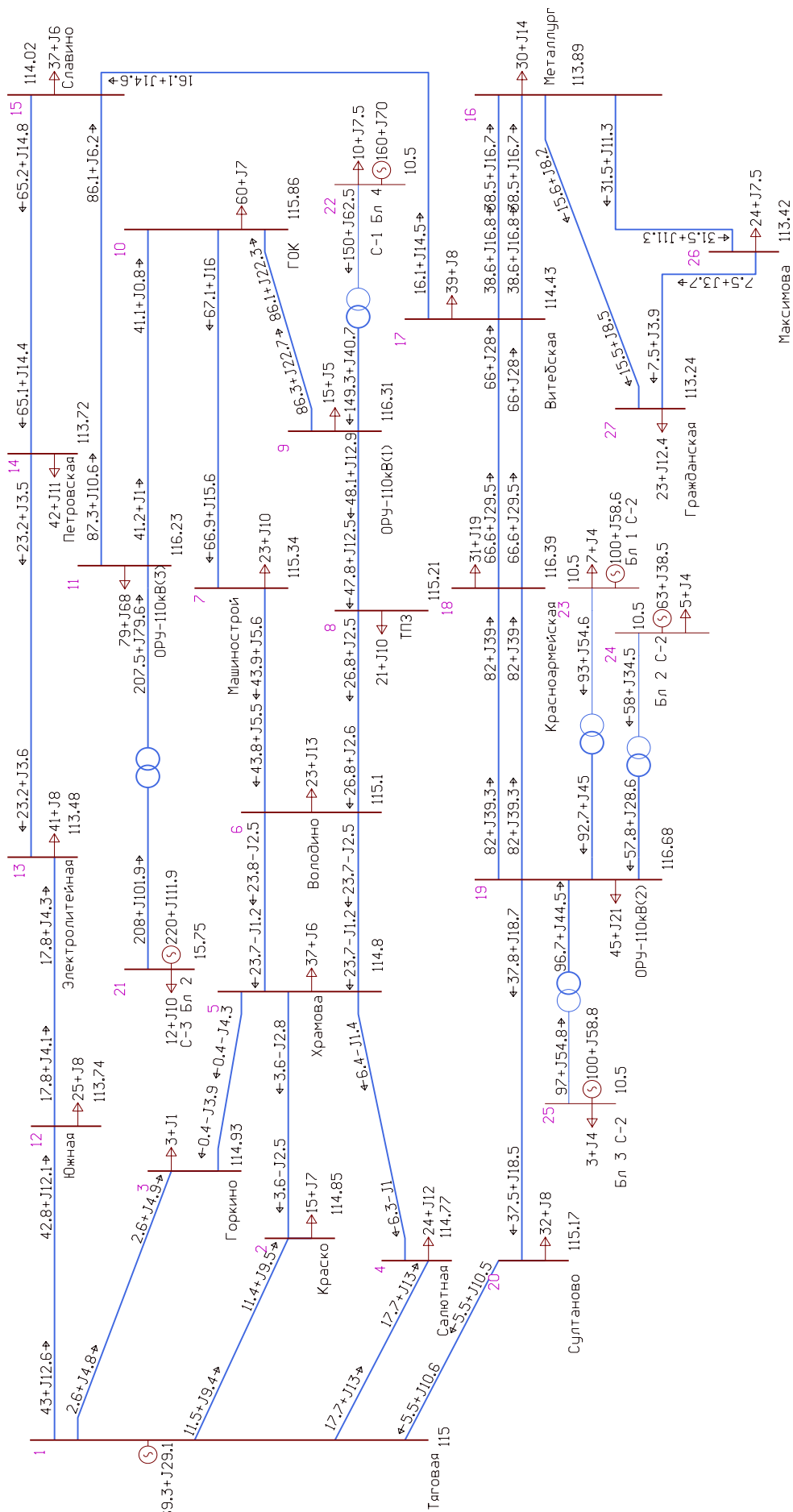


Рисунок 7 – Режим максимальных нагрузок.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат					32
					13.03.02.2018.909.00 ПЗ				

Проведем анализ токов в ветвях сети в режиме максимальных нагрузок. Токи представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Токи в ветвях сети в режиме максимальных нагрузок.

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	I доп
1	2	Тяговая - Краско	74	75	605
1	3	Тяговая - Горкино	27	28	605
1	4	Тяговая - Салютная	110	110	605
1	12	Тяговая - Южная	225	226	710
1	20	Тяговая - Султаново	60	59	510
2	5	Краско - Храмова	22	23	605
3	5	Горкино - Храмова	20	22	605
4	5	Салютная - Храмова	32	33	605
5	6	Храмова - Володино	119	120	710
6	7	Володино - Машинострой	221	221	605
6	8	Володино - ТПЗ	135	135	605
7	10	Машинострой - ГОК	344	344	605
8	9	ТПЗ - ОРУ-110кВ(1)	248	247	605
9	10	ОРУ-110кВ(1) - ГОК	443	443	510
10	11	ГОК - ОРУ-110кВ(3)	205	205	710
12	13	Южная - Электролитейная	93	93	710
13	14	Электролитейная - Петровская	119	119	605
14	15	Петровская - Славино	339	339	710
16	17	Металлург - Витебская	213	212	510
17	18	Витебская - Красноармейская	362	361	605
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	450	450	710
19	20	ОРУ-110кВ(2) - Султаново	209	210	510
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	450	450	510
5	6	Храмова - Володино	119	120	510
11	15	ОРУ-110кВ(3) - Славино	437	437	710
17	18	Витебская - Красноармейская	362	361	510
16	17	Металлург - Витебская	213	212	510
15	17	Славино - Витебская	110	109	510
16	26	Металлург - Максимова	170	170	450
16	27	Металлург - Гражданская	89	90	450
27	26	Гражданская - Максимова	43	43	265

Напряжения в узлах представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок.

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Тяговая	115	11	ОРУ-110кВ(3)	116,22
2	Краско	114,85	12	Южная	113,73
3	Горкино	114,93	13	Электролитейная	113,46
4	Салютная	114,77	14	Петровская	113,71
5	Храмова	114,79	15	Славино	114,01
6	Володино	115,1	16	Металлург	113,88
7	Машинострой	115,33	17	Витебская	114,41
8	ТПЗ	115,21	18	Красноармейская	116,38
9	ОРУ-110кВ(1)	116,3	19	ОРУ-110кВ(2)	116,66
10	ГОК	115,85	20	Султаново	115,17
26	Максимова	113,62	27	Гражданская	113,35

Проведя анализ значений токов в ветвях сети в режиме максимальных нагрузок, следует сделать вывод о том, что токи в ветвях не превышают допустимые длительные токи, так же стоит отметить что генерируемой мощности районной сети не хватает чтобы покрыть всю нагрузку потребителей.

Напряжения в узлах сети находятся в пределах нормы (отклонения не превышают 5%).

3.1.2 Расчет режима минимальных нагрузок.

Режим минимальных нагрузок характеризуется невысоким энергопотреблением. Для расчета режима нагрузки принимаются 0,6..0,7 от максимальных. В этом режиме потоки мощностей в ветвях, величина токов в линиях, напряжений в узлах сети ниже.

Данный режим необходимо проанализировать, так как могут быть отклонений, превышающие допустимые нормы.

Для расчета режима минимальных нагрузок воспользуемся программой RASTRwin3. Карта режима минимальных нагрузок представлена на рисунке 8.

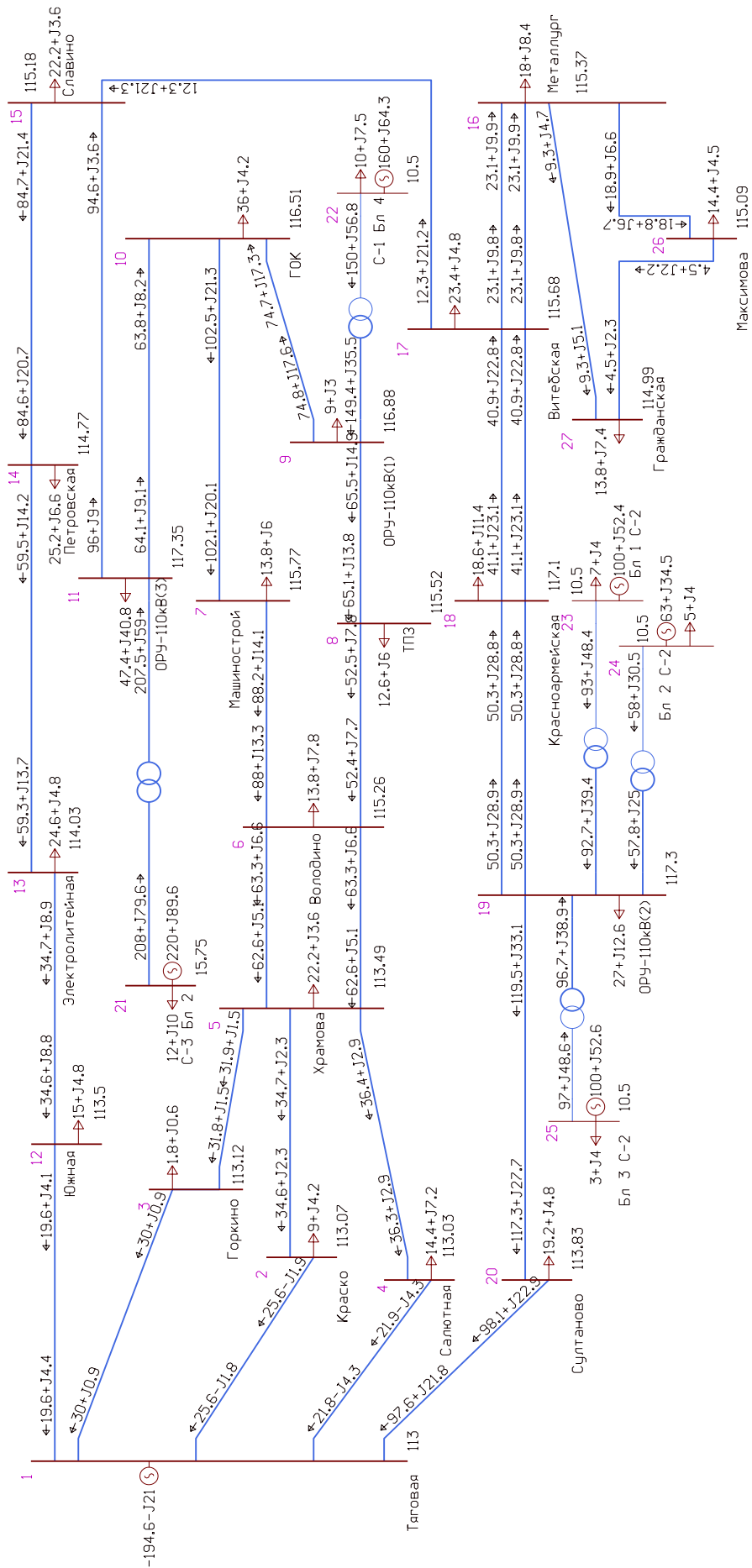


Рисунок 8 – Режим минимальных нагрузок.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

13.03.02.2018.909.00 ПЗ

Лист

35

Проведем анализ токов в ветвях сети в режиме минимальных нагрузок. Токи представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Токи в ветвях сети в режиме минимальных нагрузок.

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	I доп
1	2	Тяговая - Краско	131	131	605
1	3	Тяговая - Горкино	153	153	605
1	4	Тяговая - Салютная	114	114	605
1	12	Тяговая - Южная	102	102	710
1	20	Тяговая - Султаново	511	511	510
2	5	Краско - Храмова	177	177	605
3	5	Горкино - Храмова	163	163	605
4	5	Салютная - Храмова	186	186	605
5	6	Храмова - Володино	320	319	710
6	7	Володино - Машинострой	446	446	605
6	8	Володино - ТПЗ	265	265	605
7	10	Машинострой - ГОК	519	519	605
8	9	ТПЗ - ОРУ-110кВ(1)	333	332	605
9	10	ОРУ-110кВ(1) - ГОК	380	380	510
10	11	ГОК - ОРУ-110кВ(3)	319	319	710
12	13	Южная - Электролитейная	182	181	710
13	14	Электролитейная - Петровская	308	308	605
14	15	Петровская - Славино	438	438	710
16	17	Металлург - Витебская	125	125	510
17	18	Витебская - Красноармейская	233	232	605
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	286	286	710
19	20	ОРУ-110кВ(2) - Султаново	611	611	510
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	286	286	510
5	6	Храмова - Володино	320	319	510
11	15	ОРУ-110кВ(3) - Славино	474	475	710
17	18	Витебская - Красноармейская	233	232	510
16	17	Металлург - Витебская	125	125	510
15	17	Славино - Витебская	123	123	510
16	26	Металлург - Максимова	100	100	450
16	27	Металлург - Гражданская	52	53	450
27	26	Гражданская - Максимова	25	25	265

Напряжения в узлах сети представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Напряжения в узлах сети в режиме минимальных нагрузок.

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Тяговая	113	11	ОРУ-110кВ(3)	117,35
2	Краско	113,07	12	Южная	113,5
3	Горкино	113,12	13	Электролитейная	114,02
4	Салютная	113,03	14	Петровская	114,76
5	Храмова	113,49	15	Славино	115,18
6	Володино	115,26	16	Металлург	115,37
7	Машинострой	115,77	17	Витебская	115,68
8	ТПЗ	115,52	18	Красноармейская	117,09
9	ОРУ-110кВ(1)	116,88	19	ОРУ-110кВ(2)	117,29
10	ГОК	116,51	20	Султаново	113,83
26	Максимова	115,22	27	Гражданская	115,06

В режиме минимальных нагрузок видно, что в районной сети есть избыток генерируемой мощности при загрузке генераторов на 100%. Обычно в этот период времени идут капитальные ремонты турбоагрегатов и самих генераторов если это необходимо. Эту проблему можно решить путем разгрузки генераторов.

Токи в ветвях не превышают длительно допустимые значения токов.

Напряжения в узлах сети находятся в пределах нормы (отклонения не превышают 5%).

3.1.3 Расчет послеаварийного режима.

Для выявления максимальных значений потоков мощности необходимо рассмотреть послеаварийный режим, возникающий при отключении либо одной из наиболее нагруженных линий, либо значительной генерирующей мощности. При этом нагрузки подстанций должны соответствовать максимальному режиму.

Так как аварий в сети может быть большое множество, необходимо выбрать одну самую тяжелую по последствиям. Авария при обрыве одной цепи ЛЭП «ОРУ-110кВ(2) - Красноармейская» является одной из самых тяжелых. Проведем расчет режима сети при возникновении этой аварии.

Режим сети при данной аварии представлен на рисунке 9.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

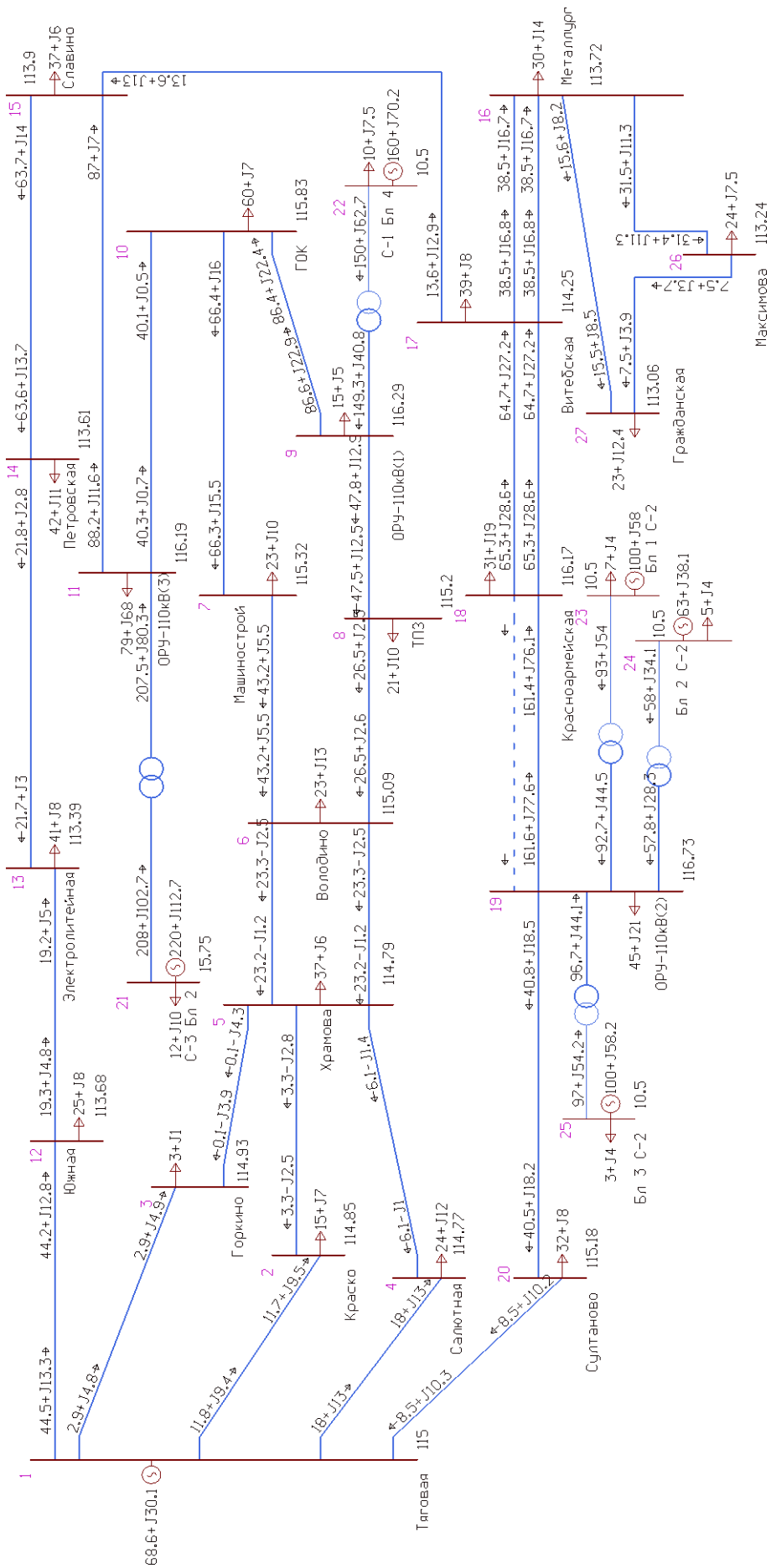


Рисунок 9 – Послеаварийный режим сети.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						38

Проведем анализ токов в ветвях сети в послеаварийном. Токи представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Токи в ветвях сети в послеаварийном режиме.

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	I доп
1	2	Тяговая - Краско	75	76	605
1	3	Тяговая - Горкино	28	29	605
1	4	Тяговая - Салютная	111	112	605
1	12	Тяговая - Южная	233	234	710
1	20	Тяговая - Султаново	67	66	510
2	5	Краско - Храмова	21	22	605
3	5	Горкино - Храмова	20	22	605
4	5	Салютная - Храмова	31	31	605
5	6	Храмова - Володино	117	118	710
6	7	Володино - Машинострой	218	218	605
6	8	Володино - ТПЗ	134	134	605
7	10	Машинострой - ГОК	341	341	605
8	9	ТПЗ - ОРУ-110кВ(1)	246	246	605
9	10	ОРУ-110кВ(1) - ГОК	445	445	510
10	11	ГОК - ОРУ-110кВ(3)	200	200	710
12	13	Южная - Электролитейная	101	101	710
13	14	Электролитейная - Петровская	112	111	605
14	15	Петровская - Славино	331	331	710
16	17	Металлург - Витебская	213	213	510
17	18	Витебская - Красноармейская	355	354	605
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)			
19	20	ОРУ-110кВ(2) - Султаново	221	222	510
18	19	Красноармейская - ОРУ-110кВ(2)	887	886	510
5	6	Храмова - Володино	117	117	510
11	15	ОРУ-110кВ(3) - Славино	442	442	710
17	18	Витебская - Красноармейская	355	354	510
16	17	Металлург - Витебская	213	213	510
15	17	Славино - Витебская	95	95	510
16	26	Металлург - Максимова	170	170	450
16	27	Металлург - Гражданская	89	90	450
27	26	Гражданская - Максимова	43	43	265

Напряжения в узлах сети представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме.

Номер	Название	V	Номер	Название	V
1	Тяговая	110	12	Южная	109,48
2	Краско	109,97	13	Электролитейная	109,65
3	Горкино	110,05	14	Петровская	110,23
4	Салютная	109,89	15	Славино	110,71
5	Храмова	110,26	16	Металлург	110,59
6	Володино	111,96	17	Витебская	111,14
7	Машинострой	112,45	18	Красноармейская	113,19
8	ТПЗ	112,21	19	ОРУ-110кВ(2)	113,79
9	ОРУ-110кВ(1)	113,81	20	Султаново	110,65
10	ГОК	113,27	26	Максимова	110,32
11	ОРУ-110кВ(3)	114	27	Гражданская	110,04

Из таблицы 21 очевидно, что при аварии на одной из линий «ОРУ-110кВ(2) - Красноармейская» оставшаяся линия оказывается перегруженной.

Причина этому – мощность, которая до аварии распределялась по обеим ЛЭП. Решением этой проблемы послужит реконструкция данной ЛЭП.

Напряжения в узлах сети изменились не критично, благодаря довольно большому размеру системы.

При реконструкции ЛЭП «ОРУ-110кВ(2) – Красноармейская» необходимо будет взять провод АС-500/29

3.2 Техничко-экономические показатели сети.

Расчет технико-экономические показатели сети производится методом укрупненных показателей. Капитальные вложения в схему, таким образом, определяются только количеством ячеек трансформаторов, ЛЭП и п/ст:

$$K = n_{ит} \cdot k_{т} + n_{ип} \cdot k_{п} + n_{ил110} \cdot k_{л110} + n_{илас500} \cdot k_{лас500}, \quad (21)$$

где $n_{ит}$ – число трансформаторов, используемых в данном варианте схемы;

$k_{т}$ – капитальные вложения в ячейку одного трансформатора: $k_{т} = 13400$ тыс. руб.;

$n_{ип}$ – число п/ст, используемых в данном варианте схемы;

$k_{\text{п}}$ – капитальные вложения в одну п/ст: $k_{\text{п}} = 69000$ тыс. руб.;

$n_{\text{л110}}$ – длина линий 110кВ, используемых в данном варианте схемы;

$k_{\text{л110}}$ – капитальные вложения в 1км линии 110кВ: $k_{\text{л110}} = 1050$ тыс. руб/км;

$n_{\text{лас500}}$ – длина реконструируемой ВЛЭП «ОРУ-110кВ(2) – Красноармейская»;

$k_{\text{лас500}}$ – капитальные вложения в 1км одноцепной ЛЭП с использованием провода марки АС500/29: $k_{\text{лас500}} = 1120$ тыс. руб/км.

Таким образом, для нахождения капитальных вложений в схему воспользуемся формулой (21):

$$K = 2 \cdot 13400 + 2 \cdot 69000 + 21,2 \cdot 1050 + 1,6 \cdot 1120 = 188852 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки определим по формуле (22):

$$И = И_{\text{Ат}} + И_{\text{Ап}} + И_{\text{Ал}} + И_{\text{АЭС}} + И_{\text{от}} + И_{\text{оп}} + И_{\text{ол}} + И_{\text{оЭС}} + И_{\text{п}}, \quad (22)$$

где $И_{\text{А}} = \alpha_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на амортизацию;

$И_{\text{О}} = \beta_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на издержки на обслуживание;

$И_{\text{п}}$ – нормы отчислений на издержки от потери электроэнергии в разрабатываемом варианте .

Исходя из приведенных данных в справочнике:

$$\alpha_{\text{т}} = \alpha_{\text{л}} = \alpha_{\text{п}} = 5\% = 0,05;$$

$$\beta_{\text{т}} = \beta_{\text{п}} = 5,9\% = 0,059;$$

$$\beta_{\text{л}} = 0,8\% = 0,008.$$

$$И_{\text{п}} = \Delta P_{\text{разраб.вариант}} \cdot T \cdot Ц, \quad (23)$$

где T – число часов максимума нагрузки = 6000 ч/год;

$Ц$ – тариф за электроэнергию=0,92руб/(кВт*ч).

По формуле (23) найдем нормы отчислений на издержки от потери электроэнергии:

$$И_{\text{п}} = 9390 \cdot 6000 \cdot 0,92 = 51832 \text{ тыс.руб.},$$

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		41

$$И = (2 \cdot 13400 + 2 \cdot 69000 + 21,2 \cdot 1050 + 1,6 \cdot 1120) \cdot 0,05 + (2 \cdot 13400 + 2 \cdot 69000) \cdot 0,059 + (21,2 \cdot 1050 + 1,6 \cdot 1120) \cdot 0,008 + 51832 = 71184 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты рассчитываются по формуле:

$$З_i = И + E_n \cdot K_i, \quad (24)$$

где $E_n = 0,1$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений,

($T_{ок} = 10$ лет).

Приведенные затраты для схемы рассчитаем по формуле (24):

$$З = 71184 + 0,1 \cdot 188852 = 90069,3 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, была получена стоимость реализации разрабатываемого варианта (в ценах 2000г.).

Электрическая схема перспективного варианта развития и сумма приведенных затрат представлены в приложении Г.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		42

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «МЕТАЛЛУРГ» 110/10 КВ.

4.1 Реконструкция структурной схемы подстанции.

4.1.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей.

Для подстанции, питающей металлургический комбинат, а также осуществляющей транзит мощности к двум другим подстанциям, имеем, число входящих воздушных линий – 2, отходящих (транзитных) линий – 3 и отходящих линий на стороне НН – 12. Планируемая мощность нагрузки должна составлять $S_{\text{нагр}} = 33 \text{ МВА}$, транзитная мощность $S_{\text{транз}} = 51 \text{ МВА}$, следовательно (без учета коэффициентов мощностей), $S = S_{\text{транз}} + S_{\text{нагр}} = 84 \text{ МВА}$. Общая структурная схема п/ст изображена на рисунке.

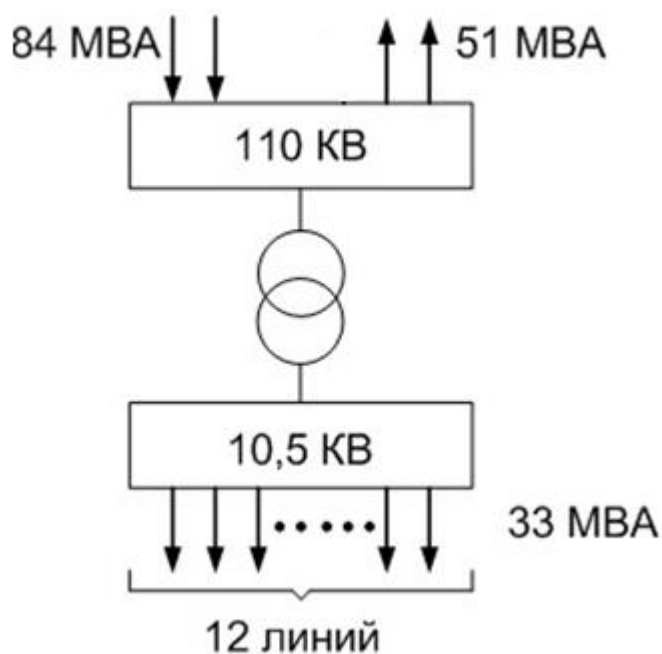


Рисунок 10 – Общая структурная схема п/станции.

4.1.2 Выбор числа и мощности трансформаторов.

Для обеспечения надежности и оптимальной стоимости установим пару трансформаторов (при выводе одного из трансформаторов в ремонт второй можно перегружать на 40% в течении 5-и суток по 6 часов [1]) с расщепленными

обмотками НН (для снижения токов короткого замыкания для сетей 6-10 кВ), с устройством РПН.

Выбор номинальной мощности трансформатора производят с учетом его нагрузочной способности. В общем случае условие выбора мощности трансформатора имеет вид:

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав.}}, \quad (25)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора; $k_{\text{п.ав.}}$ – допустимый коэффициент перегрузки.

При определении $S_{\text{расч}}$ принимается во внимание нагрузка на пятый год, если считать от конца сооружения электроэнергетического объекта, причем учитывается перспектива дальнейшего его развития на 5–10 лет вперед.

При установке двух трансформаторов мощность каждого выбирается из условия:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{max}} (0,65 \div 0,7). \quad (26)$$

С учетом условия (26):

$$S_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 33 = 24 \text{ МВА.}$$

Выберем к установке два трансформатора марки ТРДН-25000/110 (трансформатор трехфазный, с расщепленной обмоткой, охлаждение масляное с дутьем, с устройством регулирования напряжения под нагрузкой). Паспортные данные трансформатора ТРДН-25000/110 представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Паспортные данные трансформатора ТРДН-25000/110

$U_{\text{ном ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{ном НН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{к}}, \%$
115	11-11	10,5

Выбранные трансформаторы удовлетворяют нормативным требованиям проектирования подстанций (при выводе одного трансформатора в ремонт, второй при 40% перегрузе может выдавать мощность $S_{\text{перегр.}} = 33,6 \text{ МВА}$).

Структурная схема подстанции «Металлург» с выбранными трансформаторами представлена на рисунке 11.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		44

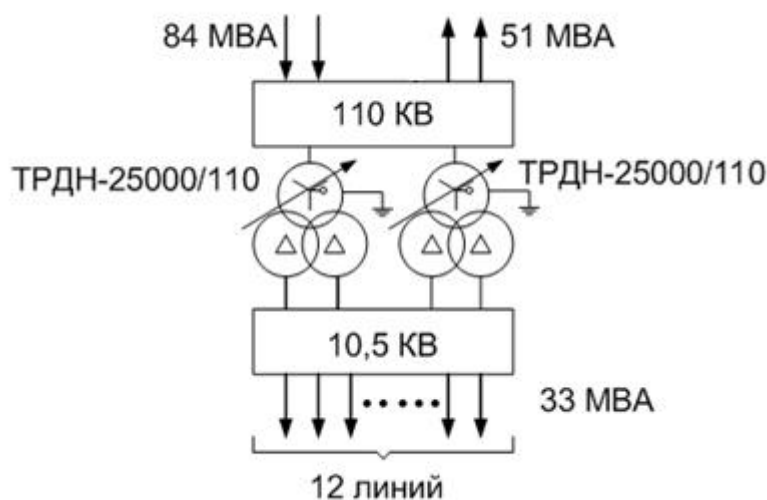


Рисунок 11 – Структурная схема п/ст «Металлург».

4.2 Разработка главной схемы подстанции.

4.2.1 Расчет токов в нормальном, максимальных режимах и токов короткого замыкания.

4.2.1.1 Расчетные токи на стороне высокого напряжения

Нормальный режим:

$$I_{\text{пит_линии}} = \frac{S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{51000 + 33000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 220,44 \text{ А}; \quad (27)$$

$$I_{\text{транзит}} = \frac{S_{\text{транзит}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot n_{\text{транзит}}} = \frac{51000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 133,23 \text{ А}; \quad (28)$$

$$I_{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном_тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 91,85 \text{ А}. \quad (29)$$

Максимальный режим:

$$I_{\text{пит_линии max}} = \frac{S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{51000 + 33000}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 440,88 \text{ А}; \quad (30)$$

$$I_{\text{транзит max}} = \frac{S_{\text{транзит}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot (n_{\text{транзит}} - 1)} = \frac{51000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2-1)} = 266,5 \text{ А}; \quad (31)$$

$$I_{\text{тр max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном_тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.} \quad (32)$$

4.2.1.2 Расчетные токи на стороне нижнего напряжения.

Нормальный режим:

$$I_{\text{тр_НН}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном_тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 481,17 \text{ А;} \quad (33)$$

$$I_{\text{отх_лин}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{\text{отх}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{25000}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 228 \text{ А.} \quad (34)$$

Максимальный режим:

$$I_{\text{тр_НН max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном_тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962,33 \text{ А;} \quad (35)$$

$$I_{\text{отх_лин max}} = 2 \cdot I_{\text{отх_лин_норм}} = 456 \text{ А,} \quad (36)$$

где $n_{\text{отх}}$ – число отходящих линий; $I_{\text{тр_НН}}$ – расчетный ток со стороны низкого напряжения; $I_{\text{отх_лин}}$ – расчетный ток со стороны отходящих линий.

4.2.2 Расчет токов короткого замыкания.

4.2.2.1 Выбор расчетной точки короткого замыкания.

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Для этого составляется расчетная схема замещения, представленная на рисунке 13, намечаются расчетные точки короткого замыкания и определяются токи короткого замыкания.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

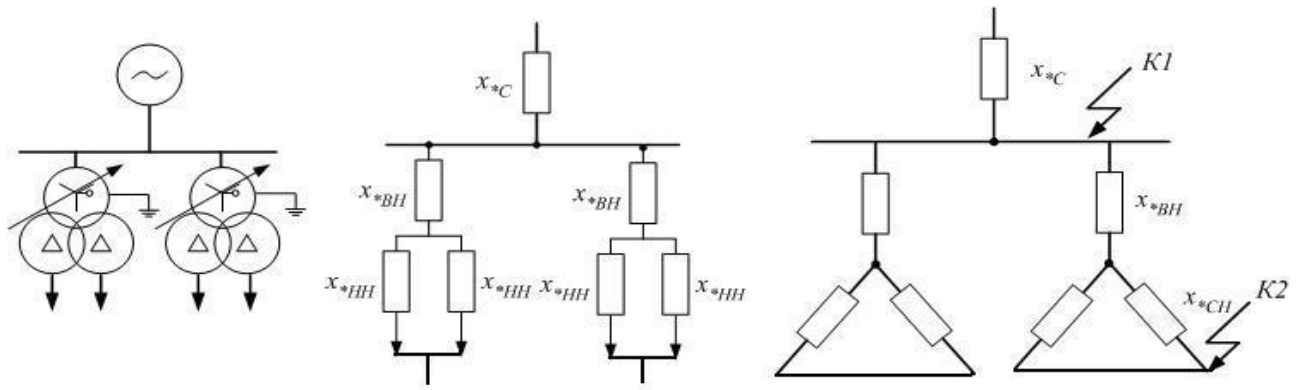


Рисунок 13 – Расчетная схема замещения.

При составлении расчетной схемы для выбора аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания. За расчетную точку короткого замыкания принимают точку, при повреждении которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток. При расчете токов короткого замыкания сопротивление линии учтено в $x^*_{\text{С}}$ (реактанс системы примем равным 0,02), причем все индуктивные сопротивления приводятся к произвольно выбранной базисной мощности $S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА}$.

Расчетное сопротивление трансформаторов:

$$x^*_{\text{ВН}} = 0,125 \cdot \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном_тр}}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,05; \quad (37)$$

$$x^*_{\text{НН1}} = x^*_{\text{НН2}} = 1,75 \cdot \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном_тр}}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,32. \quad (38)$$

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ (точка К-1).
Базисный ток:

$$I_{\text{б_110}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср_ст}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}. \quad (39)$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{\text{п,0К31}} = I_{\text{п,\tau}} = \frac{I_{\text{б_110}}}{x^*_{\text{С}}} = \frac{0,5}{0,02} = 25 \text{ кА}. \quad (40)$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

$$i_{y_{K31}} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{y1} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 1,63 = 56,85 \text{ кА}, \quad (41)$$

где k_{y1} – ударный коэффициент (выбирается из [1]).

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 10,5 кВ (точка К-2).
Базисный ток:

$$I_{б_{10,5}} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{cp_ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,54 \text{ кА}. \quad (42)$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0 \text{ К32}} = I_{п,т} = \frac{I_{б_{10,5}}}{X_{*C} + X_{*ВН} + X_{*НН}} = \frac{5,54}{0,02 + 0,05 + 0,32} = 14,2 \text{ кА}. \quad (43)$$

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_{y_{К32}} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0 \text{ К32}} \cdot k_{y2} = \sqrt{2} \cdot 14,2 \cdot 1,82 = 36,54 \text{ кА}. \quad (44)$$

4.2.3 Выбор схемы распределительного устройства ВН.

Схемы электрических соединений выбирают: по напряжению, по категории потребителя, по числу присоединений.

Выбор главной схемы подстанции зависит от назначения, роли и местоположения объекта в энергосистеме в целом. Выбранная схема должна обеспечивать требуемую степень надежности питания всех потребителей, перспективу развития и возможность расширения, возможность производства ремонтных работ, простоту и наглядность, экономическую целесообразность. Согласно данным критериям выбираем: на стороне высокого напряжения – схему «две рабочие и одна обходная система шин»; высшее напряжение 110 кВ; подстанция проходная, три транзитные линии, есть переток мощности, могут питаться потребители 1,2 категории. Схема экономична, достаточно надежна. Выбранная схема распределительного устройства высшего напряжения представлена на рисунке 14.

											Лист
											48
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат							

13.03.02.2018.909.00 ПЗ

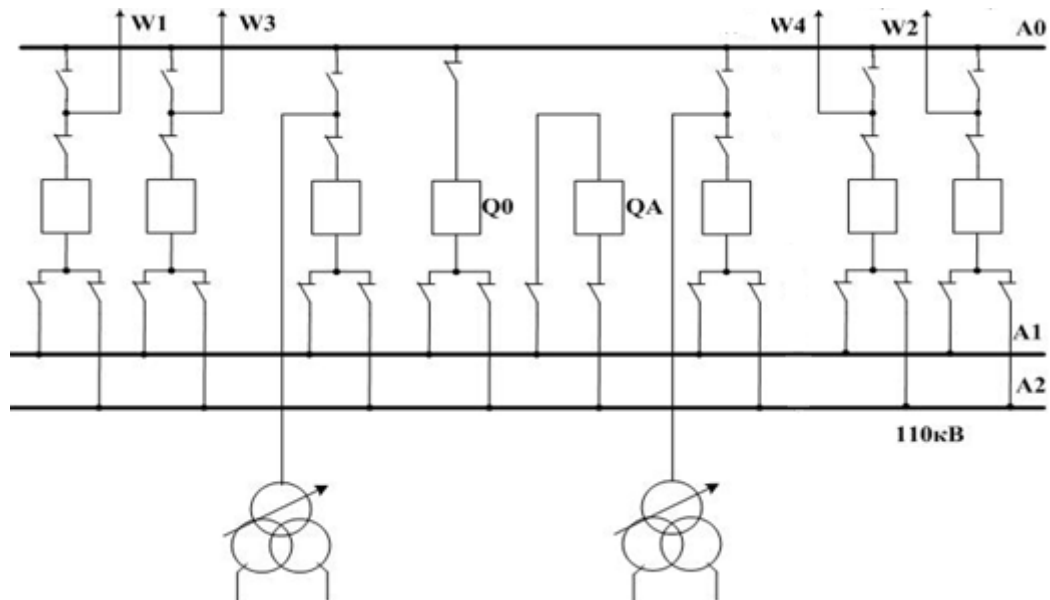


Рисунок 14 – Схема РУ ВН

4.2.4 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, средств контроля и измерения.

4.2.4.1 Выбор выключателей и разъединителей.

Выключатели выбирают:

- 1) По напряжению установки; $U_{уст} \leq U_{ном}$
- 2) По длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}$; $I_{мах} \leq I_{ном}$;
- 3) Нормированным параметром ПВН;
- 4) По отключающей способности.

По ГОСТ 687-78Е отключающая способность характеризуется: номинальным током отключения $I_{отк_ном}$; допустимым относительным содержанием аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_n, \%$.

Номинальный ток отключения $I_{отк_ном}$ и β_n определяются в момент расхождения контактов выключателя τ . Время τ от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определяется по выражению:

$$\tau = t_{c,в} + t_{3,min} = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с}, \quad (45)$$

где $t_{c,в}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{з,мин}$ – минимальное время действия релейной защиты.

Выберем к установке выключатель элегазовый марки ВТБ-110 с номинальным током отключения 31,5 кА (с учётом развития сети на 5-10 лет); производитель:

З

Э

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

О

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,КЗ1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,02}} = 1,76 \text{ кА}, \quad (46)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

.

Номинальная апериодическая составляющая тока короткого замыкания для выключателя.

е

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк_ном} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 31,5 = 11,1 \text{ кА}. \quad (47)$$

л

Проверка на термическую стойкость: тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

и

$$B_k = I_{п0,КЗ1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = (25)^2 \cdot (0,16 + 0,02) = 112,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (48)$$

е

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с}$;

л

$t_{р.з.} = 0,1 \text{ с}$ – время действия релейной защиты;

у

$t_{о.в.} = 0,06 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя.

и

$$I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 / \text{с}, \quad (49)$$

где $I_{ТЕР}$ – ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ – время протекания тока термической стойкости.

Мгновенный динамический ток:

$$I_{дин} = \frac{i_{дин}}{\sqrt{2} \cdot K_y} = \frac{102}{\sqrt{2} \cdot 1,8} = 80,14 \text{ кА}. \quad (50)$$

Проверка включающей способности производится по условию:

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		50

$$i_y \leq i_{\text{вкл}}; I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (51)$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$I_{\text{п.о}}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу).

Заводами изготовителями соблюдается условие

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{вкл}}, \quad (52)$$

где $k_y = 1,8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы k_y может быть более 1,8.

Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 24.

Намечаем к установке РГ-110(УХЛ1) разъединитель горизонтально-поворотного типа. Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Заземлители могут быть установлены с одной и с обеих сторон разъединителя и двигаются в плоскости, перпендикулярной фазовому направлению, внесем в таблицу 24 его параметры.

Таблица 24 – Паспортные данные выключателей и разъединителей.

Расчетные данные	ВТБ-110	РГ-110
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 440 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном}} = 40 \text{ кА}$	–
$a_{\text{т}} = 1,76 \text{ кА}$	$a_{\text{ном}} = 17,3 \text{ кА}$	–
$i_{\text{п,о}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$i_y = 56,85 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	–
$B_k = 112,5 \text{ кА}^2/\text{с}$	$3000 \text{ кА}^2/\text{с}$	$100^2 \cdot 3 = 3000 \text{ кА}^2/\text{с}$

Из таблицы 24 очевидно, что намеченные к установке выключатель и разъединитель удовлетворяют всем условиям. Значит, устанавливаем их на РУ ВН.

4.2.4.2 Выбор трансформаторов тока.

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

- 1) по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (53)$$

- 2) по номинальному току (причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей):

$$I_{раб.маx} \leq I_{ном}, \quad (54)$$

- 3) по конструкции и классу точности;
- 4) по электродинамической стойкости;
- 5) по термической стойкости.

Исходя из приведенных выше рассуждений, примем к установке трансформатор

Т
О
К

Таблица 25 – Результаты проверки трансформатора тока.

а	Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
				Трансформатор Т
В	По напряжению установки, кВ	$U_{ном} \geq U_{сетином}$	110	110
1	По длительному току, А	$I_{маx} \leq I_{ном}$	440,88	500
Т	Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$i_{ударн} \leq i_{динамич}$	56,85	105
Р	Проверка на термическую стойкость, кА ² с	$В_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	112,5	$(21,66)^2 \cdot 3 = 1407$

, результаты проверки сведены в таблицу 25.

В таблице 25 $I_{\text{ТЕР}}$ - каталожный ток термической стойкости трансформатора тока, $i_{\text{ДИНАМИЧ}}$ - номинальный ток электродинамической стойкости.

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока.

В соответствии с ПУЭ:

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

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи Z_2 не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2\text{НОМ}}$:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}. \quad (55)$$

У выбранных трансформаторов тока имеются четыре вторичные обмотки с номинальными токами 0,5/0,5S/5P/10P А. Одна из них используется для подключения измерительных приборов.

На линии 110 кВ устанавливаются амперметры в одной фазе, ваттметр и варметр, фиксирующий прибор для определения места короткого замыкания. Схема подключения приборов изображена на рисунке 15.

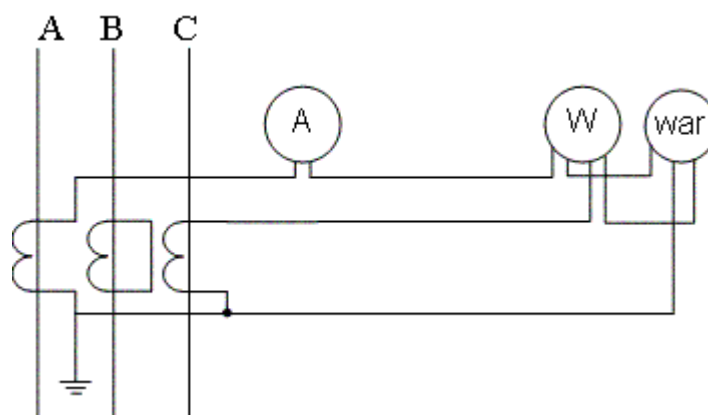


Рисунок 15 – Схема подключения приборов

Вторичная нагрузка трансформаторов тока содержится в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока.

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

Видно, что наиболее загруженным является трансформатор тока, установленный на фазе А.

Для работы трансформатора тока в заданном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (56)$$

где $r_{\text{приб}}$ [Ом]- суммарное сопротивление приборов подключенных к Т.Т.,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}. \quad (57)$$

При трех приборах переходное сопротивление контактов принимаем $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом. Так как индуктивное сопротивление токовых цепей не велико, то можно принять $Z_{2\text{ном}} = r_2 = 1,2$. $Z_{2\text{ном}}$ - нормированная нагрузка для класса точности 0,5.

Найдем $r_{\text{пров}}$:

$$r_{\text{пров}} = r_2 - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09 \text{ Ом}. \quad (58)$$

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) не менее 2,5 мм². Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 80 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{1,09} = 2,08. \quad (59)$$

Принимаем к установке контрольный кабель КРВГ с сечением жил 2,5 мм².

Н

а

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Т						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

Р

Результаты проверки выбранного трансформатора тока сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты проверки трансформатора тока.

Расчетные данные	Трансформатор тока Т
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 134 \text{ А}$	$I_{Iном} = 200 \text{ А}$
$i_y = 56,85 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$V_k = 112,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 13^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с}$

Дальнейший расчет аналогичен. Принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением жил 4 мм² и длиной 80 м.

4.2.4.3 Выбор трансформаторов напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности и по вторичной нагрузке. Сечения проводов в цепях трансформаторов напряжения определяются по допустимой потере напряжения.

На входе высокого напряжения выбираем 3*НАМИ-110 УХЛ1. Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по ПУЭ. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	$S_{Iобм},$ ВА	Число обмоток	Cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр регистрир.	Н-394	10	1	1	0	1	10	-
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	-
Варметр	Д335	1,5	2	1	0	3	9	-
ЕвроАльфа	A1800	2	-	-	-	5	10	-
Фиксатор импульсного действия	ИМФ	3	1	1	0	5	15	-
Итого:							55	-

Суммарная вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{55^2 + 0^2} = 55 \text{ ВА}; \quad (60)$$

$$S_{\text{ном}} = n \cdot S = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ ВА}. \quad (61)$$

Три трансформатора напряжения НАМИ-110 УХЛ1 мощностью $S_{\text{ном}}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчётных счётчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5%, при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчётов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 2,5 мм² для медных жил и 4 мм² для алюминиевых жил.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимается контрольный кабель КРВГ с сечением жил 2,5 мм².

4.2.4.4 Выбор токоведущих частей для РУ ВН.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. В общем случае проводится проверка по экономической плотности тока, по допустимому току при работе в максимальном режиме, а также выбранное сечение проверяется на термическое действие тока короткого замыкания. Для нашего случая необходимо выполнить только проверку по допустимому току в максимальном режиме, поскольку сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений проверке по экономической плотности тока не подлежат. Также и шины, выполненные голыми проводами на открытом воздухе, на термическое действие тока короткого замыкания не проверяются. При напряжении 110 кВ используются провода фазы для соответствия требованиям по условию короны (минимально допустимое по условиям коронирования сечение для напряжения 110 кВ - 70 мм²).

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		56

Следовательно, выбираем провод марки АС-150/19 в качестве гибких шин для питающих линий и АС-70/11 для транзитных линий.

Гибкие шины крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так, для сборных шин приняты расстояния: при 110 кВ – 3 м.

При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Но при больших токах короткого замыкания провода в фазах могут схлестнуться. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока короткого замыкания проверяются гибкие шины распределительного устройства при $I_K^{(3)} \geq 20$ кА.

Так как $I_{п,0 КЗ1} = 25$ кА, то проверяем гибкие шины на схлестывание.

Усилие от длительного протекания тока двух фазного КЗ:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I^{(2)2}}{D} \quad (62)$$

Связь тока двухфазного замыкания и трехфазного.

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{по.К1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 25 = 21,7 \text{ кА.} \quad (63)$$

Следовательно:

$$f = 2 \cdot 10^{-1} \cdot \frac{21,7^2}{3} = 31,39 \text{ Н/м.} \quad (64)$$

Определим силу тяжести 1 метра токопровода с учетом массы колец:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot (0,554 + 1,6) = 21,109 \text{ Н/м.} \quad (65)$$

Определим соотношения:

$$\frac{f}{g} = \frac{31,25}{21,109} = 1,48; \quad (66)$$

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		57

$$\frac{\sqrt{h}}{t_3 + 0,05} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54, \quad (67)$$

где t_3 - действительное время срабатывания защиты.

Из диаграмм определим $\frac{b}{h} = 0,46$, тогда:

$$b = h \cdot 0,46 = 2,5 \cdot 0,46 = 1,15 \text{ м.} \quad (68)$$

Допустимое значение отклонения провода:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2} = \frac{3-0,17-0,45}{2} = 1,19. \quad (69)$$

Так как $b_{\text{доп}} > b$, то схлестывание не произойдет.

4.2.5 Выбор схемы соединения распределительного устройства НН.

В качестве РУ НН примем схему с одной секционированной системой сборных шин, представленной на рисунке 16. Основной причиной, определяющей такой режим работы, является требование снижения токов короткого замыкания, хотя в этом случае отказ от непосредственной параллельной работы трансформаторов имеет свои отрицательные последствия: разные уровни напряжения по секциям, неравномерная загрузка трансформаторов и т.п. В данной схеме в нормальном режиме работы секционный выключатель отключен.

Достоинствами данной схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

К недостаткам можно отнести то, что при повреждении и последующем ремонте одной из секций ответственные потребители, нормально питающиеся от обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

Выбор выключателей и разъединителей на стороне низшего напряжения производится аналогично выбору на стороне высшего напряжения.

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат					

13.03.02.2018.909.00 ПЗ

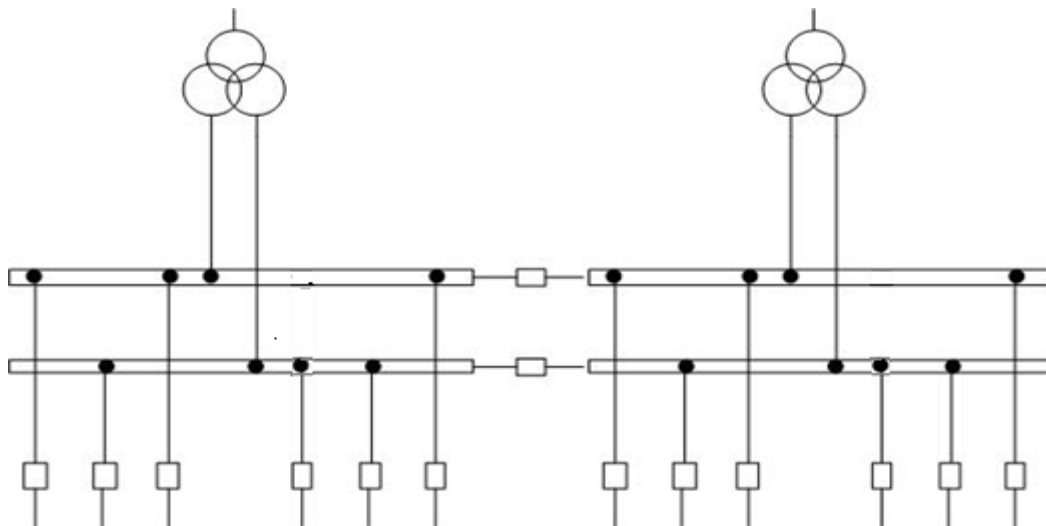


Рисунок 16 – Схема соединения РУ НН.

Максимальные токи продолжительного режима в водах РУ НН и в секционном выключателе были определены из условия, что один трансформатор нагружен на полную мощность из-за выхода из строя второго трансформатора выше, при расчете максимальных и номинальных токов: $I_{Н.тр.макс} = 962,3 \text{ А}$.

Максимальные токи продолжительного режима для линий также были определены исходя из условия, что к каждому потребителю идет по две линии и одна из линий отключена: $I_{отх.л.макс} = 229,1 \text{ А}$.

Расчетный ток короткого замыкания принимаем равным току короткого замыкания на шинах НН в точке К-2. По уровню максимальных токов длительных режимов, периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени и ударного тока, определяем, что для РУ напряжением 10,5 кВ подходит выключатель типа ВВ\TEL – Такрида-Электрик. Результаты проверки сведены в таблицу 29.

Время отключения выключателя ВВ\TEL – Такрида-Электрик $t_{св} = 0,005 \text{ с}$.

Тогда расчетное время отключения выключателя:

$$t_{отк} = t_{с.з.мин} + t_{св} = 0,01 + 0,005 = 0,015 \text{ с}, \quad (70)$$

где $t_{с.з.мин} = 0,01 \text{ с}$ - минимальное время срабатывания защиты.

Таблица 29 – Результаты проверки выключателя.

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
			Выключатель ВВ\TEL – Такрида-Электрик
По напряжению установки, кВ	$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИНОМ}$	10	10
По длительному току, А	$I_{МАХ} \leq I_{НОМ}$	962,3	1000
По возможности отключения периодической составляющей тока короткого замыкания, кА	$I_{П.τ} \leq I_{ОТК.НОМ}$	14,2	20
Проверка по включающей способности, кА	$i_{УДАРН} \leq i_{ВКЛ}$	36,54	80
	$I_{П.О} \leq I_{ВКЛ}$	14,2	31,5
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$I_{П.О} \leq I_{ДИНАМИЧ}$	14,2	20
	$i_{УДАРН} \leq i_{ДИНАМИЧ}$	36,54	52
Проверка на термическую стойкость, кА ² с	$B_K = I_{П.О}^2 \cdot (t_{ОТК} + T_a) \leq B_{К.КАТ} = I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР}$	5,85	30

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П,КЗ2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,84 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,06}} = 3,27 \text{ кА}, \quad (71)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Номинальная апериодическая составляющая тока короткого замыкания для выключателя ВВ\TEL – Такрида-Электрик:

$$i_{a,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ОТК_НОМ} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 31,5 = 13,36 \text{ кА}. \quad (72)$$

Проведем проверку на термическую стойкость.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_K = I_{П,0}^2 \cdot K_{32} \cdot (t_{ОТК} + T_a) = (6,84)^2 \cdot (0,065 + 0,06) = 5,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (73)$$

Проверка включающей способности производится по условию

$$i_y \leq i_{\text{вкл}}; I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (74)$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$I_{\text{п.о}}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу).

Заводами изготовителями соблюдается условие:

$$I_{\text{вкл}} = \frac{i_{\text{вкл}}}{\sqrt{2} \cdot k_y} = \frac{80}{\sqrt{2} \cdot 1,8} = 31,63 \text{ кА}, \quad (75)$$

где $k_y = 1,8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы k_y может быть более 1,8.

Выберем к установке комплектное распределительное устройство КРУ-10 «ЭЛТИМА»

Производитель: АО «Электронмаш» г. Санкт-Петербург .

4.2.5.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения для РУ НН.

За силовым трансформатором на стороне 10,5 кВ намечаем к установке трансформатор тока ТОЛ-10 1000/5 0,5/5Р . Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 30 . Перечень необходимых измерительных приборов в цепи фидеров 10,5 кВ выбираем по ПУЭ.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку фаз для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные сведены в таблицу 31. Из таблицы 31 видно, что это фазы А и С.

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	13.03.02.2018.909.00 ПЗ					

Таблица 30 – Сравнение расчетных и каталожных величин.

Расчетные данные	Трансформатор тока ТОЛ 10-1000/5-0,5/10Р
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 962,3 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 36,54 \text{ кА}$	81 кА
$B_k = 25,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40 \text{ кА}^2\text{с}$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{6}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (76)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,8 - 0,22 - 0,1 = 0,48 \text{ Ом.} \quad (77)$$

Таблица 31 – Приборы и нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
ЕвроАльфа	А1800	2	-	2
Итого:		2,5	0,5	2,5

Схема подключения приборов показана на рисунке 17.

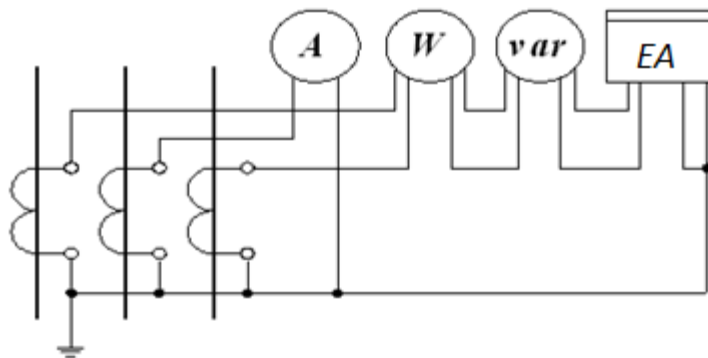


Рисунок 17 – Схема подключения приборов.

Для подстанции с низшим напряжением 10,5 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого равна 50 м. Учитывая, что $l_{расч} = l = 50$ м находим сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,48} = 2,95 \text{ мм}^2. \quad (78)$$

По условиям механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

На отходящих фидерах 10,5 кВ намечаем к установке трансформаторы тока Т0Л-10-300/5 0,5/5Р. Сравнение расчетных и каталожных данных представлено в таблице 32. Перечень необходимых измерительных приборов в цепи линий 10,5 кВ выбираем по ПУЭ.

Таблица 32 – Сравнение расчетных и каталожных данных.

Расчетные данные	Трансформатор тока Т0Л-10-300/5 0,5/5Р
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 229,1 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$
$i_y = 36,54 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 25,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 32 \text{ кА}^2\text{с}$

Схема включения приборов показана на рисунке 18.

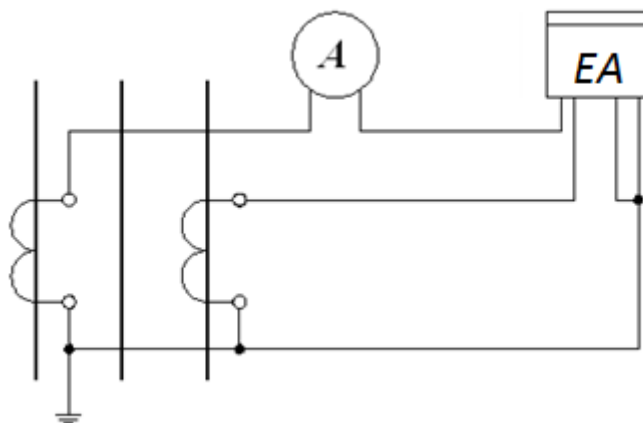


Рисунок 18 – Схема подключения приборов.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку фаз для наиболее загруженного трансформатора тока. Результаты сведены в таблицу 33 Из таблицы видно, что это фаза А.

Таблица 33 – Нагрузка трансформатора тока.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Альфа	А1800	2		2
Итого:		2,5	-	2

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{4,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (79)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом.} \quad (80)$$

Для подстанции с низшим напряжением 10,5 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого равна 5 м. Учитывая, что $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = 8,66$ м («неполная звезда») находим сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,13} = 1,89 \text{ мм}^2. \quad (81)$$

По условиям механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

Примем к установке однофазный трехобмоточный трансформатор напряжения 3×ЗНОЛ-0,6-10УЗ.

Три трансформатора напряжения 3×ЗНОЛ имеют мощность $S_{\text{ном}} = 225$ ВА, что больше $S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{42^2 + 58,4^2} = 71,93$ ВА. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами для упрощения расчётов принимаем по условию механической прочности контрольный кабель

КРВГ с сечением медных жил 2,5 мм². Нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 34.

Таблица 34 – Нагрузка трансформатора напряжения.

Прибор	Тип	S _{1обм} , ВА	Число обмоток	Cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр регистрир.	Н-394	10	1	1	0	1	10	-
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3	-
Альфа	A1800	3,6				3	10,8	
Итого:							28,8	-

4.2.5.2 Токоведущие части.

Выбираем соединение силового трансформатора с КРУ-10 кВ. Соединение осуществляется с помощью сборных шин. Выбираем алюминиевые шины размером 100x8 с номинальным током 1600 А. Шины, входящие в КРУ «ЭЛТМА», выдерживают ток утяжелённого режима ($I_{ут. \text{ реж. тр. НН}}=962,3 \text{ А}$, $I_{ном. \text{ с. ш.}}=1000 \text{ А}$).

4.3 Разработка схем питания собственных нужд подстанции.

Для обеспечения нормальной работы подстанции необходим комплекс вспомогательных устройств и относящейся к ним электрической части. Такая совокупность устройств называется собственными нуждами подстанции.

Мощности, потребляемые на собственные нужды подстанции, сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Нагрузка собственных нужд подстанции.

Вид потребителя	Установленная мощность		Нагрузка	
	единицы	всего	$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВт
Охлаждение ТРДН25000/110	2,5×2	5	5	3,1
Подогрев выключателя	8,2×8	65,6	65,6	
Подогрев привода разъед.	0,6×48	28,8	28,8	-
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	-	7	7	1,2
Отопление, освещение ОПУ	-	35	35	-
Подогрев КРУ	1×25	25	25	-
Освещение ОРУ	-	10	8	-
Подзарядка АБ	-	46	46	-
Итого:			220,4	4,3

Расчетная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{РАСЧ} = k_C \cdot \sqrt{220,4^2 + 4,3^2} = 0,8 \cdot 152,03 = 176 \text{ кВА.} \quad (82)$$

При расчете мощности собственных нужд не учитывалась кратковременная нагрузка (электродвигатели приводов выключателей, разъединителей и т.п.). Остальная часть потребителей (система аварийного освещения, системы управления, сигнализации и т.п.) питаются на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей.

4.3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд.

Прежде всего, необходимо учесть тот факт, что предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА. Также на двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора собственных нужд. Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности:

$$S_T = 0,7 \cdot S_{расч} = 123,2 \text{ кВА.} \quad (83)$$

Тип трансформаторов: ТМ-160/10 с вторичным напряжением 0,4кВ.

Проверим выбранные трансформаторы по допустимой нагрузке и перегрузке:

Коэффициент загрузки трансформаторов:

$$K_3 = \frac{S_{расч}}{S_{НОМ} \cdot n} = \frac{176}{160 \cdot 2} = 0,55. \quad (84)$$

Коэффициент перегрузки трансформатора:

$$K_{II} = \frac{S_{расч}}{S_{НОМ} \cdot n} = \frac{176}{160} = 1,1. \quad (85)$$

По условиям проектирования $K_3 \leq 0,7$ и $K_{II} \leq 1,4$. Данные условия выполнены.

4.3.2 Схема питания собственных нужд подстанции.

На подстанциях с оперативным постоянным током трансформаторы собственных нужд присоединяют к шинам 6-35кВ (в нашем случае – 10,5 кВ).

Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально разомкнут.

Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями и такие цепи и аппараты не подлежат проверке на электродинамическую стойкость токам короткого замыкания.

В соответствии с описанным выше на рисунке 19 представлена схема питания собственных нужд подстанции.

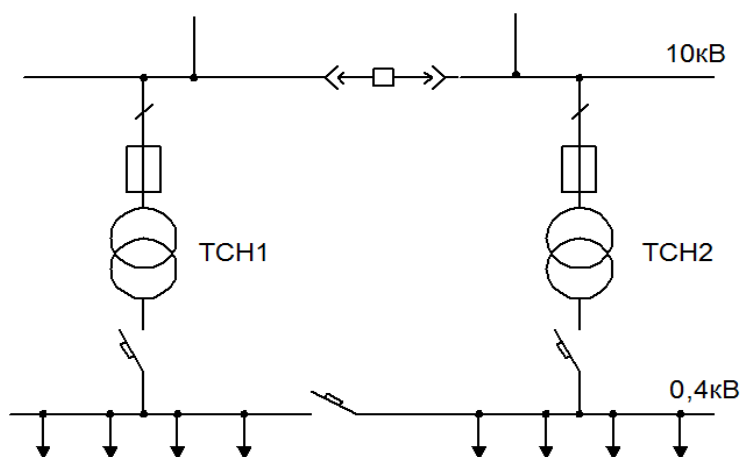


Рисунок 19 – Схема питания собственных нужд подстанции.

4.4 Выбор аккумуляторной батареи.

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд подстанции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей резервных особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на подстанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

Емкость аккумуляторной батареи определяется длительностью питания нагрузки электродвигателей, нагрузки аварийного освещения и преобразовательных агрегатов. Номер батареи, выбранный по условию питания длительной нагрузки, должен проверяться по уровню напряжения на шинах при действии суммарной толчковой и длительной нагрузок. При этом должны учитываться пусковые характеристики одновременно включаемых электродвигателей постоянного тока и суммарные токи приводов выключателей.

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

На подстанциях 110...220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядноподзарядных агрегата.

Расчет аккумуляторной батареи:

— Число основных элементов n_0 , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{пз}}} = \frac{230}{2,23} = 103, \quad (86)$$

где $U_{\text{ш}}$ – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В);

$U_{\text{пз}}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 В).

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат					

13.03.02.2018.909.00 ПЗ

— В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе $U_9^{\max} = 2,35$ В к шинам присоединяется минимальное число элементов n_{\min} :

$$n_{\min} = \frac{U_{\text{ш}}}{U_3} = \frac{230}{2,35} = 98. \quad (87)$$

— В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе $U_9^{\min} = 1,75$ В, а на шинах батареи не ниже номинального ($U_{\text{ш}}^{\min} = 220$ В) к шинам подключается общее число элементов n :

$$n = \frac{220}{1,75} = 125. \quad (88)$$

— К тиристорному зарядноподзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{\text{зп}} = n - n_{\min} = 27. \quad (89)$$

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

Для аккумуляторов типа Varta типовой номер определяют по допустимому току разряда $I_{\text{разр}}$ при получасовом режиме разряда:

$$I_{\text{разр}} \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}}, \quad (70)$$

где $I_{\text{ав}} = I_{\text{п}} + I_{\text{вр}}$ – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А.

Значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 110...500 кВ – 15...25 А. Временную нагрузку для подстанций 110...500 кВ можно принять равной 65...75А.

Тогда:

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		69

$$I_{ав} = I_{п} + I_{вр} = 15 + 65 = 80 \text{ А}; \quad (71)$$

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot 80 = 84 \text{ А}.$$

По таблице характеристики элементов VARTA bloc [10] выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305 с $I_{разр} = 222,5 \text{ А}$.

Условное обозначение аккумуляторов серии VARTA bloc:

Vb - стационарные, намазные закрытого исполнения;

2 - напряжение, В;

3 - тип положительных электродов 50 Ач;

05 - число положительных электродов.

— Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.мах},$$

где $I_{разр(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр}$ – максимальный толчковый ток;

$I_{пр}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей.

По таблице технической характеристики элегазового выключателя ВТБ-110 ток потребления электромагнита включения и отключения - $I_{пр} = 2,3 \text{ А}$.

$$I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр} = 80 + 2 \cdot 2,3 = 84,6 \text{ А}. \quad (74)$$

Д

л

я — Выполняют проверку батареи по допусжаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока:

б

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

а

т

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
а						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

р

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k}. \quad (75)$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин = 5:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k} = 84,6 / 5 = 16,92 \text{ А}. \quad (76)$$

В [10] представлены кривые зависимости напряжения на аккумуляторе типа Varta с пластинами емкостью 50 и 100 А·ч соответственно от тока разряда в расчете на одну пластину k, определяем U_p .

Для батареи типа Vb 2305 с емкостью пластины = 50 А·ч, U_p составляет 1,8 В.

По известной величине U_p , определяют остаточное напряжение на шинах:

$$U_{ост} = U_p \cdot n = 1,8 \cdot 125 = 225 \text{ В}. \quad (77)$$

Зная общее число последовательных элементов n, определяют отклонение напряжения, %, на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ном} - U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{220 - 225}{220} \cdot 100 = -2,2\%. \quad (78)$$

— Определение мощности подзарядного устройства:

Определение тока подзарядного устройства.

Для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч:

$$I_{пз} = 0,025 \cdot k + I_{п} = 0,025 \cdot 5 + 15 = 15,125 \text{ А}. \quad (79)$$

Определение напряжения подзарядного устройства.

Для аккумуляторов типа Varta:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0 = 2,23 \cdot 103 = 229,69 \text{ В}. \quad (80)$$

Определение мощности подзарядного устройства:

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз} = 229,69 \cdot 15,125 = 3474 \text{ Вт} = 3,47 \text{ кВт}. \quad (81)$$

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда.

Для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{II} = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ А.} \quad (82)$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.} \quad (83)$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3 = 40 \cdot 343,75 = 13750 \text{ Вт} = 13,75 \text{ кВт.} \quad (84)$$

Выбираем подзарядное устройство ВАЗП-380/260-40/80 на ток 40-80 А.

4.5 Управление и сигнализация.

Управление коммутационными аппаратами ведется с ОПУ. Действие системы управления сопровождается работой устройств сигнализации. Сигнализация положения коммутационных аппаратов выполняется с помощью сигнальных ламп. При аварийном отключении выполняется также звуковой сигнал (для привлечения внимания дежурного персонала).

4.6 Конструктивное исполнение.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) на 110 кВ выполнено типовыми ячейками. Главная схема подстанции и разрез подстанции изображены в приложении Д. Каждый полюс разъединителей расположен под проводами соответствующей фазы. Гибкие шины подвешиваются на железобетонные порталы с помощью подвесных изоляторов. Трансформаторы напряжения устанавливаются на железобетонных опорах. Кабели оперативных цепей релейной защиты, автоматики и цепей управления кладутся в лотки из железобетонных плит. Все аппараты ОРУ располагаются на железобетонных основаниях.

Со стороны низкого напряжения распределительное устройство собрано из блоков КРУН, которое присоединяется к силовому трансформатору с помощью комплектного токопровода.

										Лист
										72
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат						

13.03.02.2018.909.00 ПЗ

Электрическая схема с перечнем использованного оборудования приведена в приложении Е.

4.7 Защита подстанции от прямых попаданий молний.

При прямом ударе молнии в элементы подстанции появляются помехи, а также существует опасность выхода из строя оборудования от перенапряжения. Для того, чтобы снизить вероятность появления подобных проблем до минимума, необходимо провести молниезащиту подстанции.

Непосредственное попадание молнии в оборудование высокого напряжения и здания исключается за счет правильного выбора зон защиты молниеприемников.

Проведем выбор зон защиты молниеприемников с помощью ЭВМ в программе FlashProt. Найдем необходимое количество и высоту молниеотводов для того, чтобы обеспечить молниезащиту разработанной подстанции. Так как линейные порталы на подстанции имеют наибольшую высоту (11,35 м), зону защиты будем рассматривать именно на этой высоте.

Подготовим данные для программы FlashProt.

Габариты защищаемой зоны 48x50 м. Линейные порталы имеют высоту 11,35 м и длину 5 м.

Требуемая надежность защиты $P_3=0,99$.

В программе FlashProt выполним расстановку молниеотводов для заданных параметров вручную. В ходе исследований выяснилось, что для обеспечения требуемой надежности защиты $P_3=0,99$, необходима установка шести молниеотводов, имеющих высоту 31 м. Необходимо учитывать, что молниеотводы были сгруппированы следующим образом: 1-2-4-5, 2-3-5-6.

Полученная с помощью программы зона защиты представлена на рисунке 20.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		73

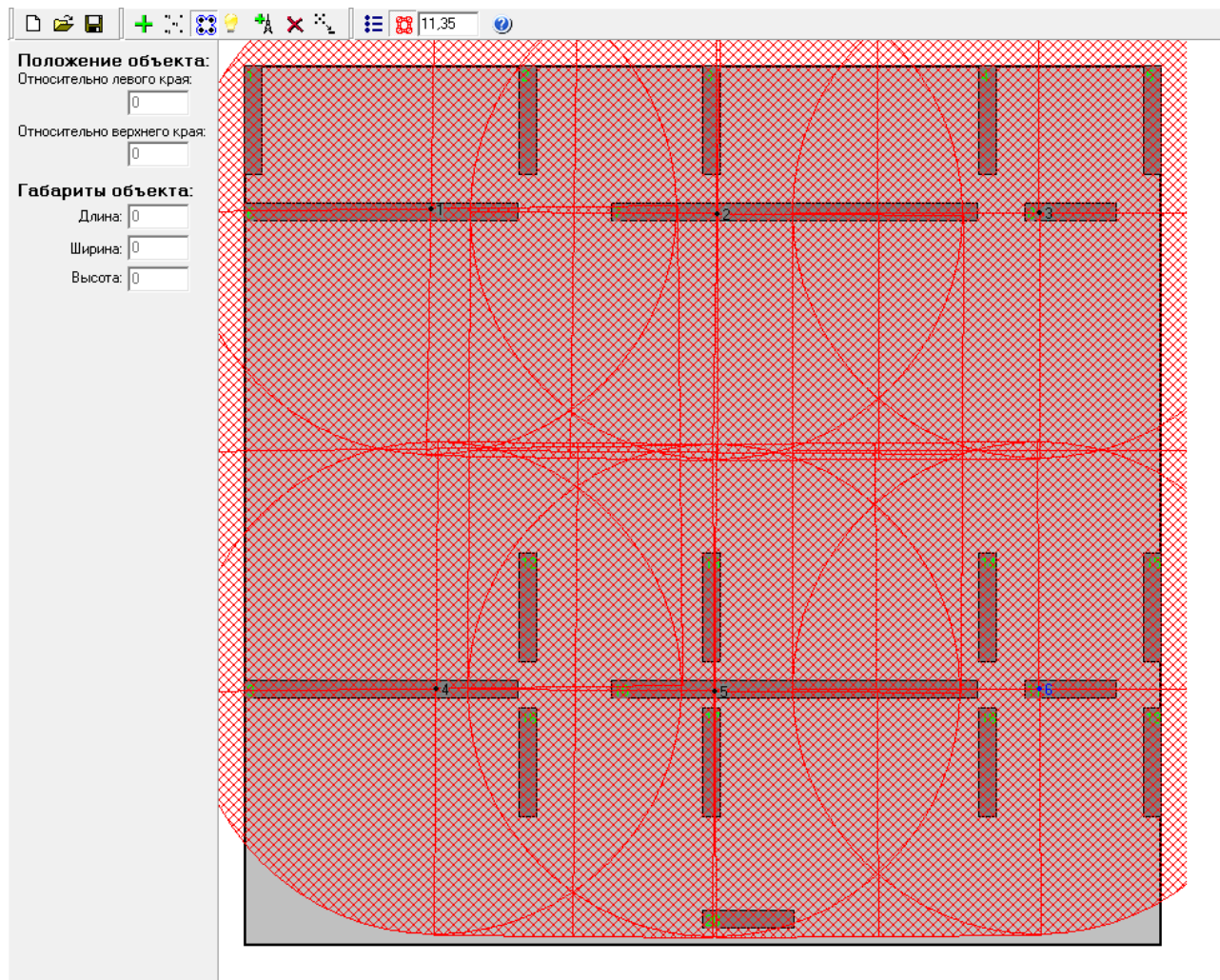


Рисунок 20 – Зона защиты ОРУ

Из рисунка 20 видно, что необходимые элементы п/ст находятся в зоне защиты, а значит молниезащита выполнена верно. Оставшаяся территория подстанции, на которой находятся понизительные трансформаторы, защищена молниеотводами, находящимися на вышках освещения.

										Лист
										74
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	13.03.02.2018.909.00 ПЗ					

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была проанализирована исходная схема районной электрической сети. В результате анализа была принято решение о реконструкции одной из линий электропередачи: замена провода на двухцепной ЛЭП.

Были намечены два варианта развития исходной сети, проведен их анализ и сравнение. Методом экономического сравнения по укрупненным показателям был выбран самый рациональный вариант перспективного развития исходной районной электрической сети.

К исходной сети были подключены новые потребители. Произведена реконструкция подстанции, обеспечивающая питание металлургического комбината, а также осуществляющая транзит по двум линиям к другим подстанциям. Выполнена молниезащита данной подстанции.

Поставленные задачи в рамках данной выпускной квалификационной работы были полностью выполнены, цели достигнуты.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		75

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
2. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
3. СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 56 с.
4. Правила устройства электроустановок – 7-е издание – М.: Издательство стандартов, 2011. – 330 с.
5. Техника высоких напряжений: учебник для вузов / И.М. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова, Г.М. Иманов и др.; Под ред. Г.С. Кучинского. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 2003. – 608 с.
6. Кучинский, Г.С. Изоляция установок высокого напряжения: Учебник для вузов / Г.С. Кучинский, В.Е. Кизеветтер, Ю.С. Пинталь; Под общ. ред. Г.С. Кучинского. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
7. Кучинский, Г.С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях / Г.С. Кучинский. – Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1979. – 224 с.
8. Комиссарова, Е.Д. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие для самостоятельной работы студентов / Е.Д. Комиссарова, А.В. Коржов; под ред. Е.Д. Комиссаровой. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2007. – Ч. 1. – 140 с.
9. Коржов, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие по курсовому проектированию / А.В. Коржов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 71 с.
10. Аккумуляторы стационарные свинцовые типа Vb VARTA. – http://etp-moscow.ru/assets/templates/docs/Vb_VARTA.pdf

										Лист
										76
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	13.03.02.2018.909.00 ПЗ					

11. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

12. Adhikari, D. PD characteristics and degradation in PET insulation with vented and unvented internal voids / D. Adhikari, D.M. Hepburn, B.G. Stewart // Elsevier Electric Power Systems Research. – 2013. Vol. 100. – p. 65-72.

13. Kartalovic, N. An Advanced Model of Partial Discharge in Electrical Insulation / N. Kartalovic, D. Kovacevic, S. Milosavjevic // Facta Universitates (NIS). – 2011. Vol. 64. – p. 41-53

14. Sarathi, R. Analysis of partial discharge activity by a conducting particle in liquid nitrogen under AC voltages adopting UHF technique / R. Sarathi, A.V. Giridhar, K. Sethupathi // Elsevier Cryogenics. – 2010. Vol. 50. – p. 43-49.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		77

ПРИЛОЖЕНИЯ.
 ПРИЛОЖЕНИЕ А.

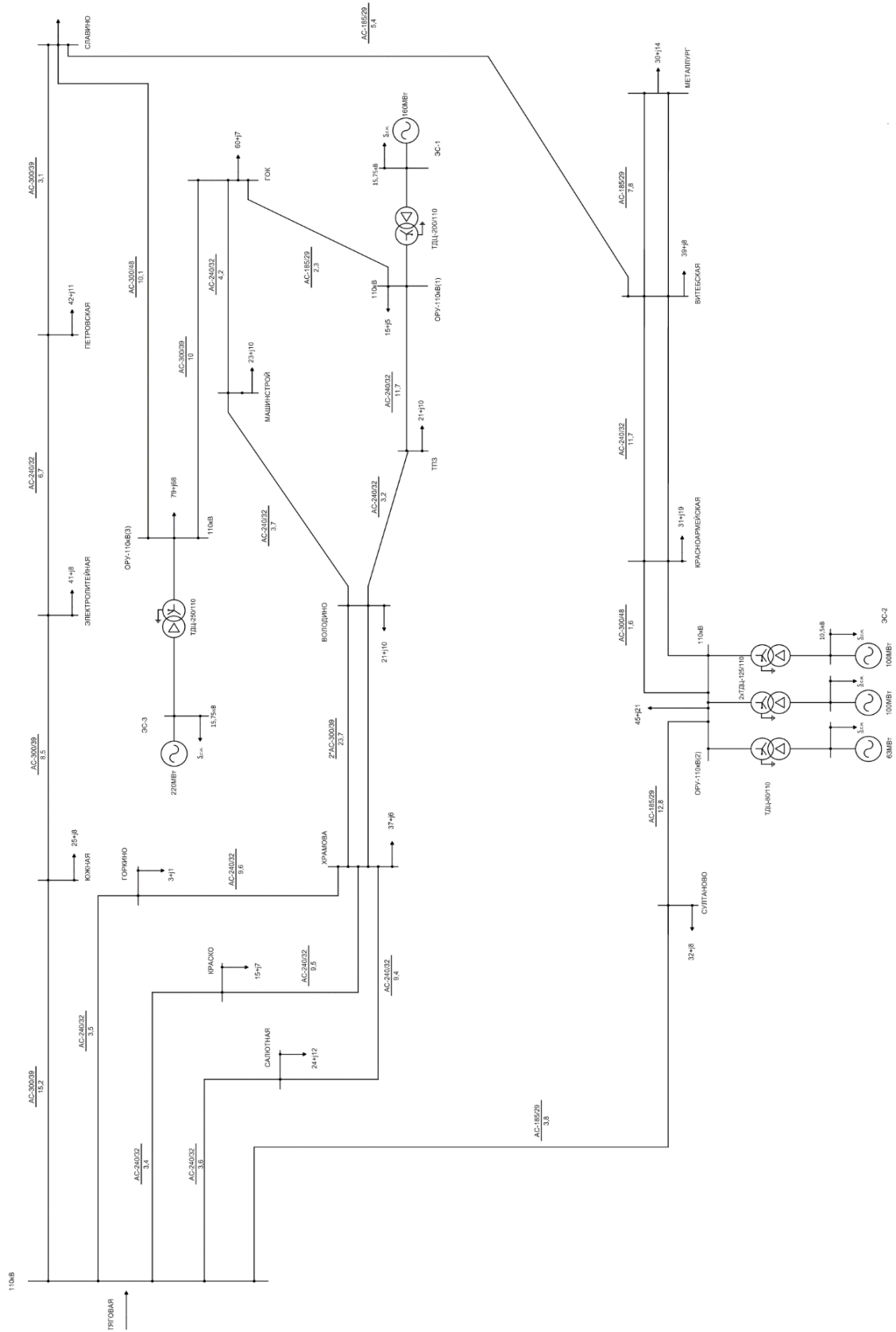


Рисунок А.1 – Исходная схема городской электрической сети.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б.

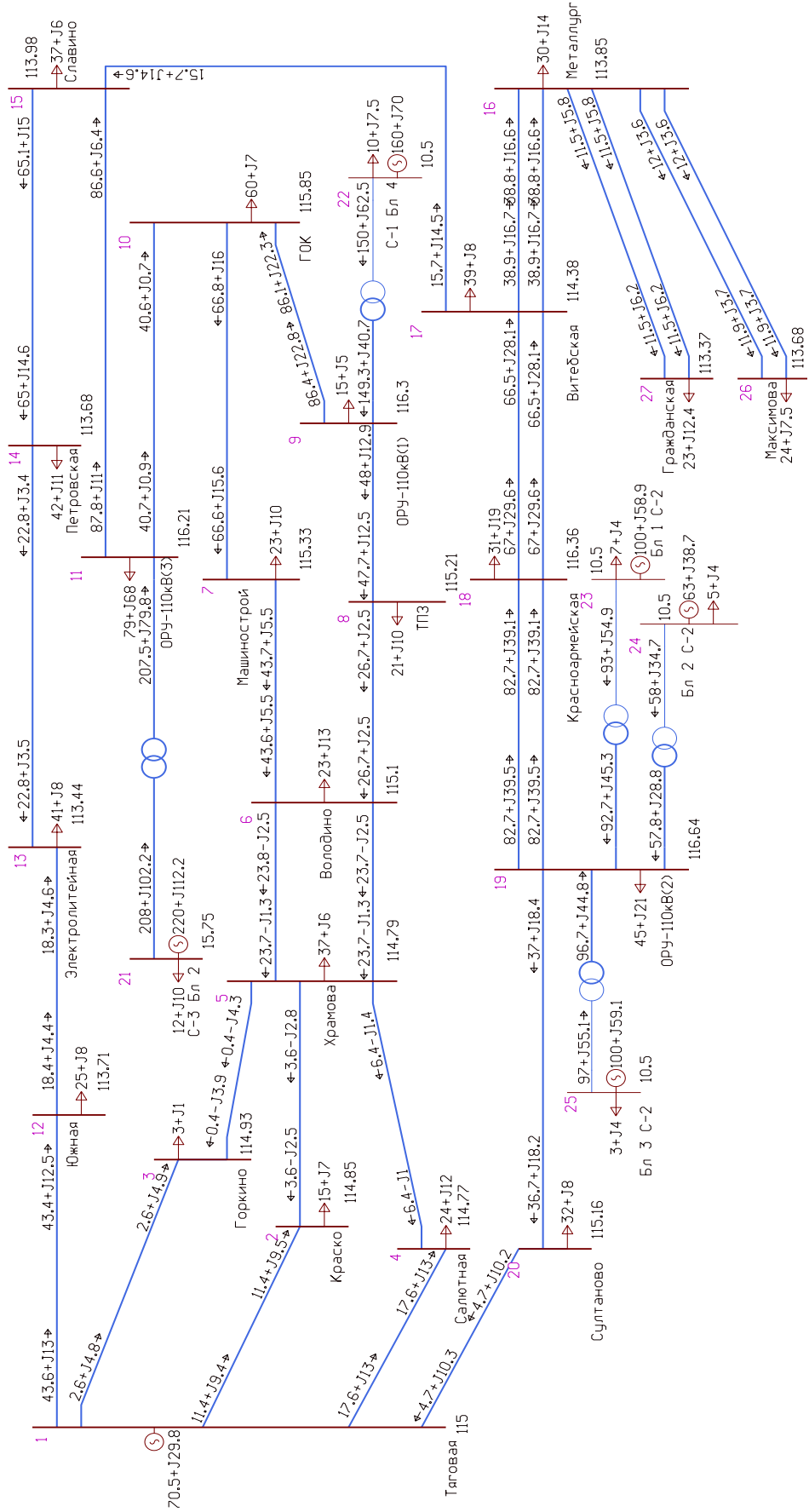


Рисунок Б.1 – Первый вариант развития исходной сети.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист 79

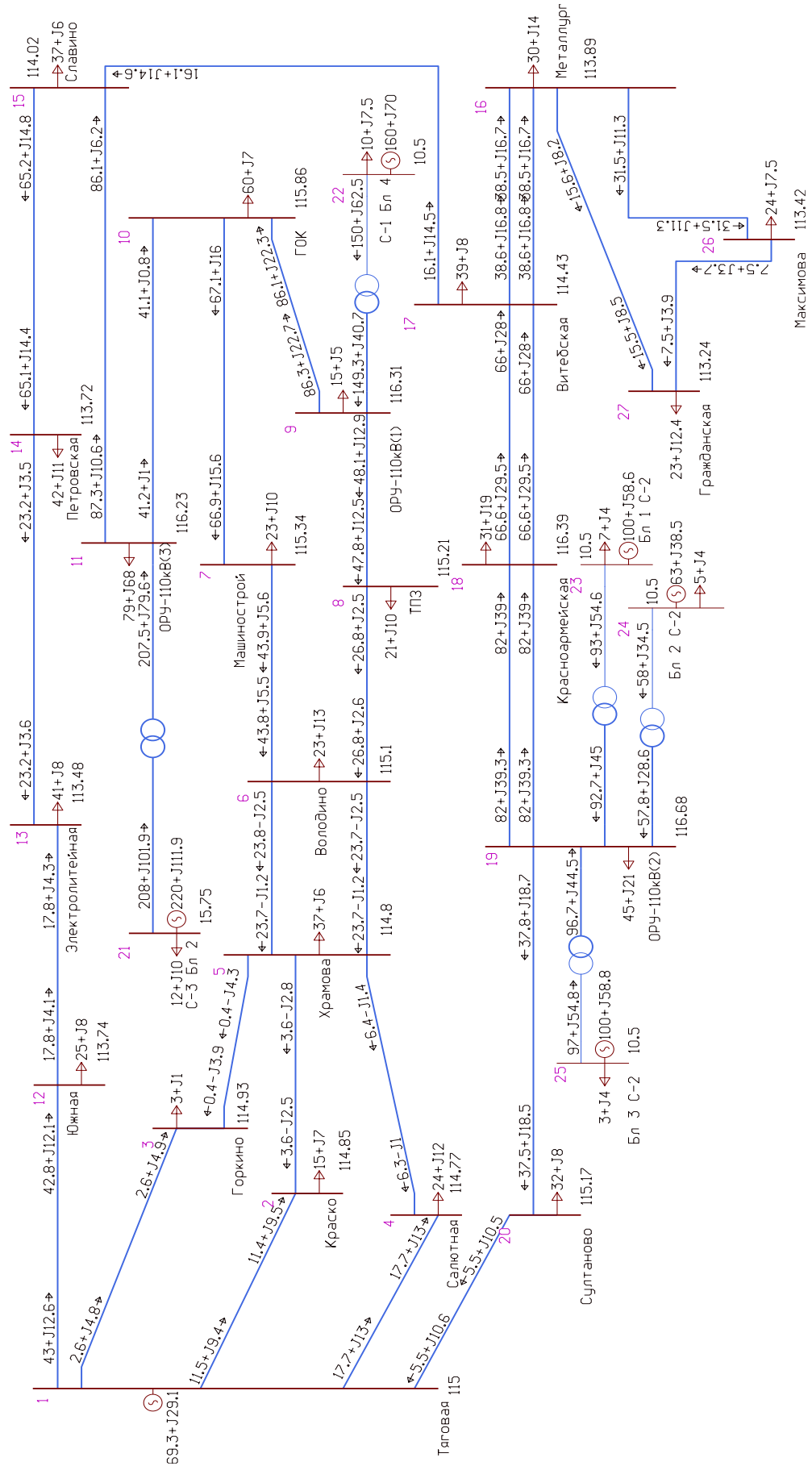


Рисунок Б.2 – Второй вариант развития исходной сети.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						80

ПРИЛОЖЕНИЕ В

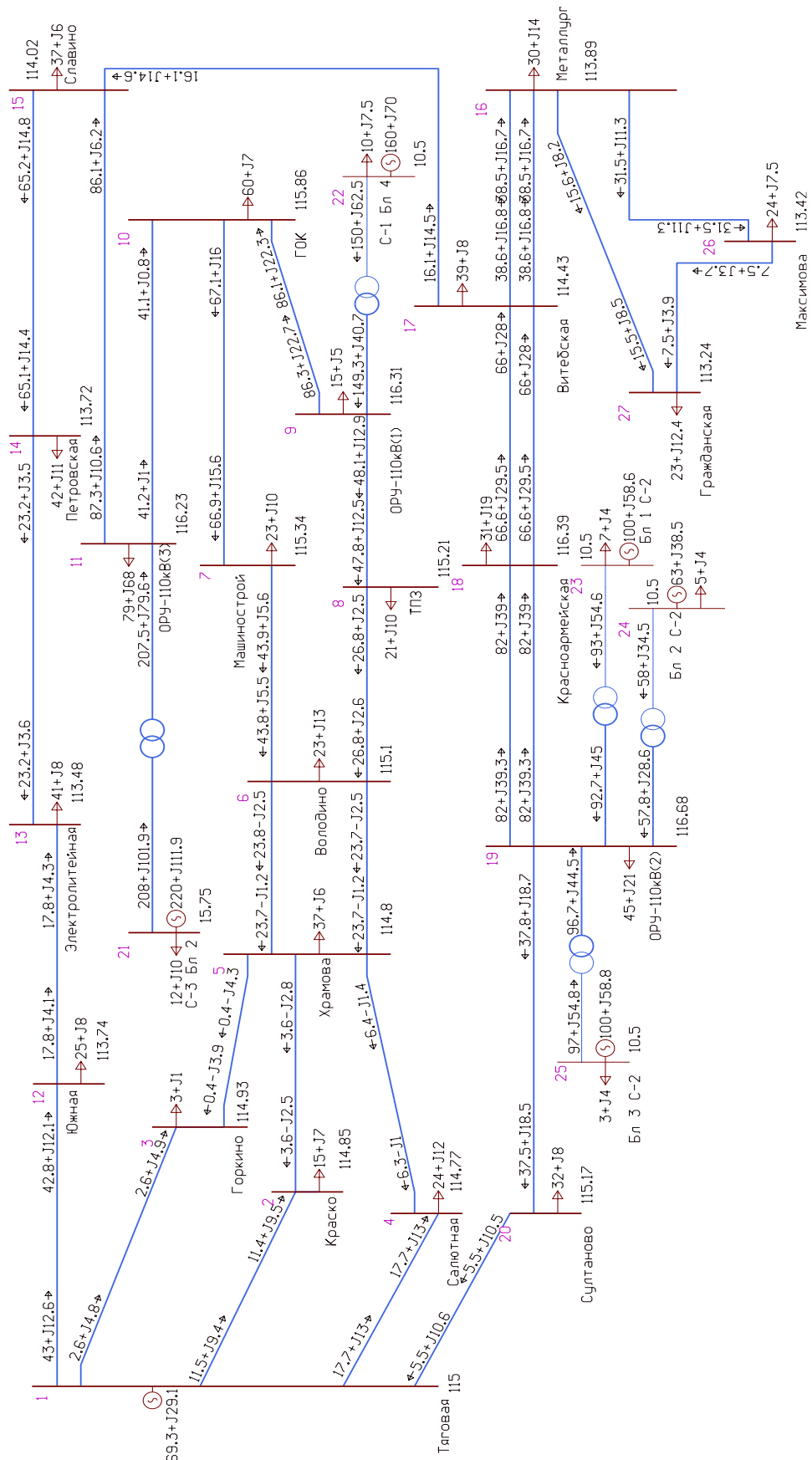


Рисунок В.1 – Режим максимальных нагрузок

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		81

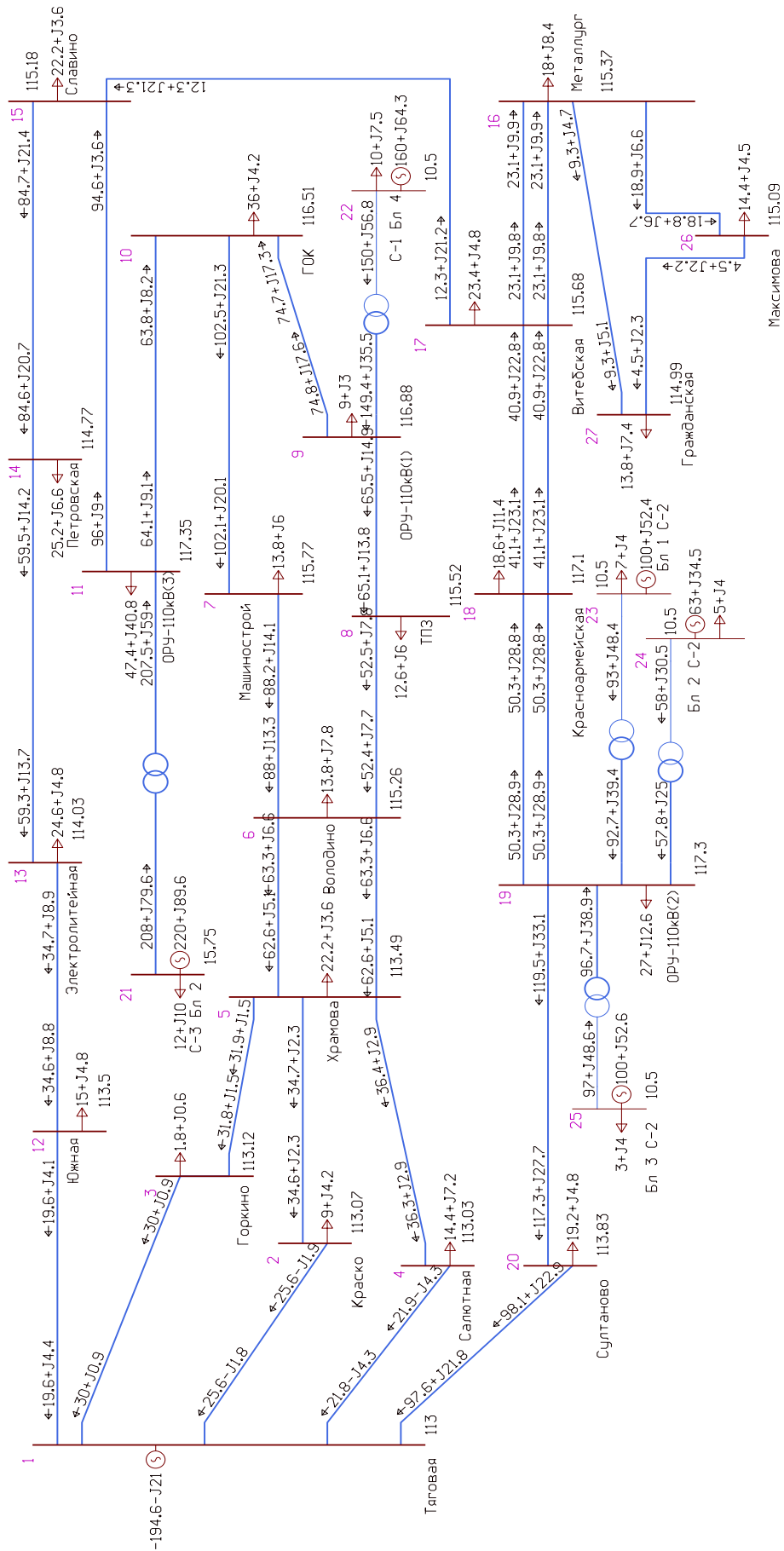


Рисунок В.2 – Режим минимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
						82

Таблица В.1 – Техничко-экономические показатели

Вид капитальных вложений	Стоимость (тыс. руб./ед.)
Ячейка трансформатора	13400
Подстанция	69000
1 км ЛЭП 110кВ (для двухцепной ЛЭП)	1050 (1590)
Сумма кап. затрат	188852
Годовые эксплуатационные издержки	71184
Приведенные затраты	90069,3

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		84

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

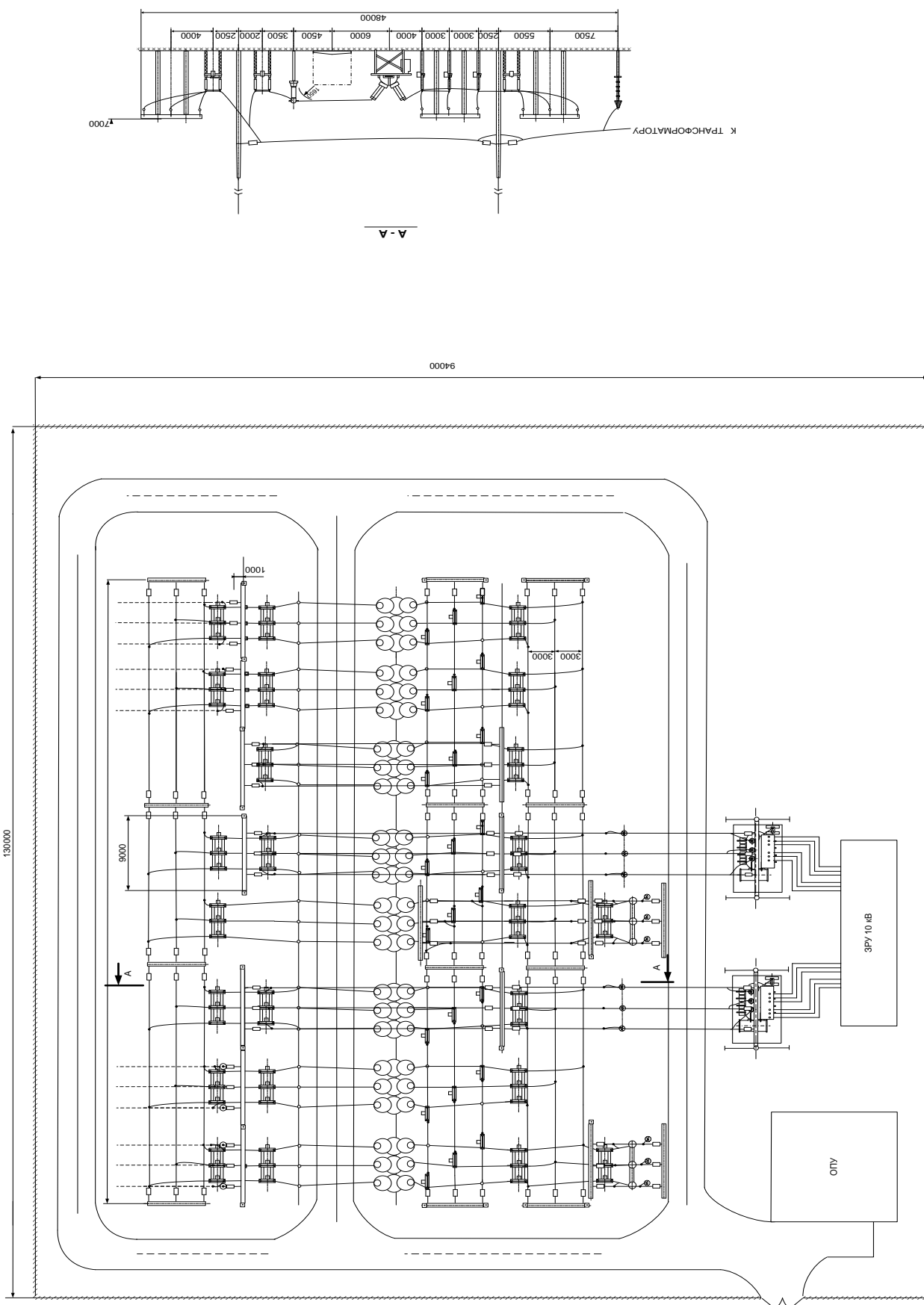


Рисунок Д.1 – Схема главная подстанции металлургического комбината

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат

13.03.02.2018.909.00 ПЗ

Лист

86

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

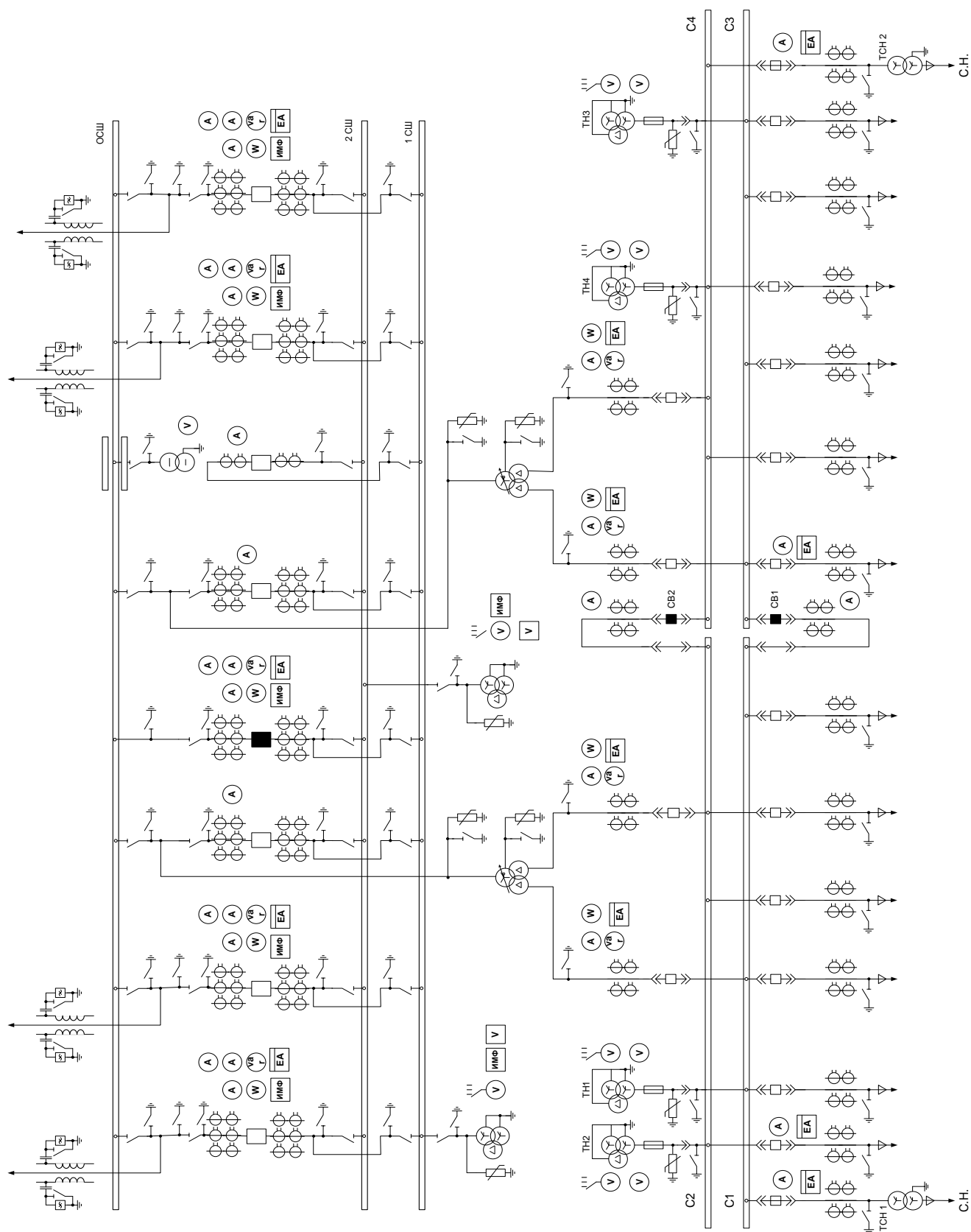


Рисунок Е.1 – Схема электрическая подстанции металлургического комбината.

					13.03.02.2018.909.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат		87