

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____
(ФИО)
_____/ /
(подпись и печать)
«_____» _____ 20____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор
_____/ И.М. Кирпичникова /
«_____» _____ 20____ г.

Главная понизительная подстанция машиностроительного завода
(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2019. 353. ВКР

(код направления, год, номер студенческого билета)

Руководитель, к.т.н., доцент

_____/ М.Г. Баландин /
«_____» _____ 20____ г.

Автор

студент группы ПЗ-571

_____/ Е.В. Терешенков /
«_____» _____ 20____ г.

Нормоконтролер, к.т.н., доцент

_____/ М.Г. Баландин /
«_____» _____ 20____ г.

Челябинск 2019

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования

«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____/И.М. Кирпичникова/

2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Терешенков Евгений Владимирович

(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ – 571

1. Тема выпускной квалификационной работы

Главная понизительная подстанция машиностроительного завода

утверждена приказом по университету от _____ 20 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

Электрическая схема существующей сети; режимы подстанции 1; данные о генераторах электростанций; нагрузка электроприемников; длины линий электропередач; марка линий электропередач существующей сети.

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

Всего _ 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 _____ /М.Г. Баландин /
(подпись)

Задание принял к исполнению _____ /Е.В. Терешенков/
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /М.Г. Баландин /

Студент _____ / Е.В. Терешенков/

АННОТАЦИЯ

Терешенков Е.В. Главная понизительная подстанция машиностроительного завода 110/6 кВ. - Челябинск: ЮУрГУ, Э; 2019, 72 с., 7 табл., 28 илл., библиографии, список. - 34 наименований, 4 листов, плакатов формата А1.

В данном проекте предоставлен вариант реконструкции главной понизительной подстанции машиностроительного завода.

С помощью программного комплекса рассчитаны режим с существующими и перспективными нагрузками в максимальном, минимальном и послеаварийном режимах. Расчет токов короткого замыкания был произведен при помощи программы «ТОКО»

При реконструкции подстанции «ГПП-12» на подстанции установлены элегазовые выключатели 110 кВ, а в ЗРУ- 6 кВ установлены вакуумные выключатели. -

Определены экономические показатели проекта реконструкции подстанции «ГПП-12»: капитальные вложения, эксплуатационные издержки и фонд заработной платы. Определен срок окупаемости проекта, а также себестоимость передачи электроэнергии.

Оформление текстовой и графической части выполнено при помощи программ Word, Visio, FlashProt.

					<i>13.03.02.2019.353.00.00.ПЗ</i>			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Главная понизительная подстанция машиностроительного завода 110/6 кВ.	литер	лист	листов
Разработал		Терешенков Е.В.				Д	6	72
Проверил		Баландин М.Г.				ЮУрГУ Кафедра ЭСС и С		
Н.контр.		Баландин М.Г.						
Утв.								

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ	7
1.1 Назначение подстанции	7
1.2 Исходная схема подстанции.....	7
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ СЕТИ РАЙОНА	9
2.1 Баланс активных и реактивных мощностей.....	9
2.1.1 Баланс активной мощности	9
2.1.2 Баланс реактивных мощностей.....	11
2.2 Расчет характерных режимов работы существующей сети	13
2.2.1 Режим максимальных нагрузок.....	14
2.2.2 Режим минимальных нагрузок.....	18
2.2.3 Послеаварийный режим.....	21
2.3 Анализ работы трансформаторов существующей сети.....	25
3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ	28
4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ.....	29
4.1 Выбор схемы распределительного устройства ВН 110 кВ	29
4.2 Выбор схемы распределительного устройства 6 кВ.....	30
5 РАСЧЕТ ТОКОВ НА ВВОДЕ РУ 110 кВ	32
5.1 Расчет токов нагрузок на присоединениях подстанции в длительном (нормальном) и в аварийном (утяжеленном) режимах.....	32
5.2 Расчет токов короткого замыкания.....	33
6. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ	36
6.1 Выбор коммутационной аппаратуры на ВН.....	36
6.2 Выбор коммутационной аппаратуры на шинах НН	38
6.3 Выбор трансформаторов тока.....	40
6.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	44
6.5 Выбор токоведущих частей	45
6.5.1 Выбор проводов сборных шин РУ 110 кВ	45
6.5.2 Выбор ошиновки на низкой стороне трансформатора 6 кВ.	47
6.5.3 Выбор высокочастотных заградителей	48
6.6 Выбор ограничителей перенапряжения.....	49
7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	52

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

7.1 Расчет ожидаемой продолжительности выполнения работ	53
7.2 Расчет параметров событий сетевого графика	55
7.3 Расчет параметров работ сетевого графика	56
7.4 Расчет трудоемкости работ	58
7.5 Расчет сметной стоимости работ	59
7.6 Расчет потерь мощности через трансформаторы	63
7.7 Определение себестоимости передачи электроэнергии	64
7.8 Срок окупаемости	66
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	67
ПРИЛОЖЕНИЕ	69
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Данные ЧРДУ о величинах токов КЗ	69

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетики и электрификации в значительной мере определяет уровень развития всего хозяйства страны. Энергетика и электрификация обеспечивает выполнение задачи широкой комплексной механизации и автоматизации производственных процессов, что позволяет усилить темпы роста производительности общественного труда, улучшить качество продукции и облегчить условия труда. На базе использования электроэнергии ведется техническое перевооружение промышленности, внедрение новых технологических процессов и осуществление коренных преобразований в организации производства и управлении им. Поэтому в современной технологии и оборудовании промышленных предприятий велика роль электрооборудования, т.е. совокупности электрических машин, аппаратов, приборов и устройств, посредством которых производится преобразование электрической энергии в другие виды энергии и обеспечивается автоматизация технологических процессов.

Долгое время энергетика нашей страны имела малое финансирование, и это привело к тому, что большая часть электростанций и подстанций морально и физически устарели и не соответствуют современным требованиям эргономичности, безопасности, надежности.

В начале XXI века в электрических сетях России началось внедрение новых технических средств для обеспечения высокой надежности и повышения качества электроснабжения: воздушных линий с изолированными проводами, однофазных кабелей высокого напряжения, вакуумных и элегазовых выключателей, оптических каналов связи, цифровых реле (терминалов) управления и защиты электроустановок.

В дипломном проекте рассматривается реконструкция главной понизительной подстанции 110/6 кВ «ГПП-12», которая находится на балансе предприятия и предоставляется сетевой организации обособленного подразделения

ЗАО «Электросеть» в г. Челябинск в пользование по договору аренды имущества.

Подстанция расположена на территории предприятия в Metallургическом районе г. Челябинск и предназначена для обеспечения электроэнергией цехов и подразделений предприятия.

Силовое оборудование, устройства релейной защиты и автоматики, измерительные приборы уже давно исчерпали свой эксплуатационный ресурс и нуждаются в замене.

Предлагаемая реконструкция подстанции позволит за счет применения более современного оборудования повысить качество и надежность электроснабжения потребителей и улучшить условия труда обслуживающего персонала.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ

1.1 Назначение подстанции

Подстанция ГПП-12 является главной понизительной подстанцией, служит для преобразования электроэнергии напряжение 110 кВ, получаемой от ВЛ 110 кВ подстанция 4 - Плавильная 1, 2 цепь с отпайкой на ПС ПО кВ ГПП-12 до 6 кВ и распределения её по потребителям электроэнергии предприятия. Распределение электроэнергии по потребителям осуществляется кабелями на напряжение 6 кВ. По степени надежности электроснабжения потребители ГПП-12 относятся к особой группе I категории.

Схема питающей сети изображена на рисунке 1.1.

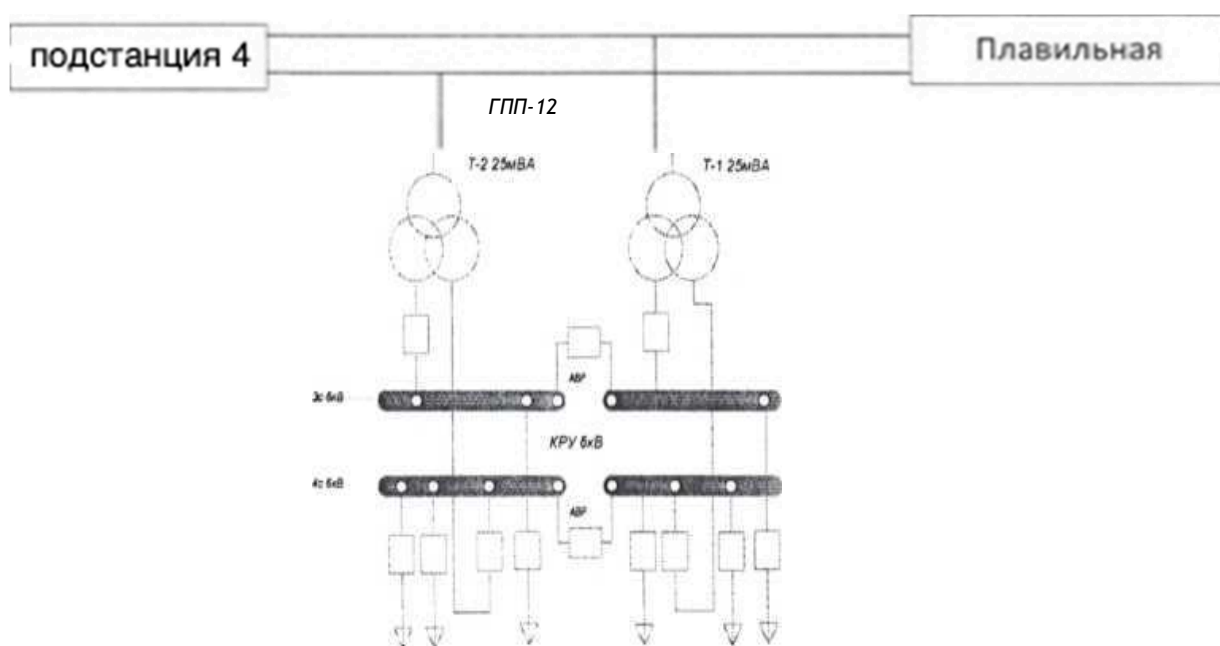


Рисунок 1.1 – Схема питающей сети 110 кВ

1.2 Исходная схема подстанции

Конструктивно ГПП-12 выполнена отдельно стоящей и имеет два распределительных устройства: ОРУ 110 кВ - открытое распределительное устройство и ЗРУ 6 кВ - закрытое распределительное устройство.

Схема подстанции приведена на рисунке 1.2.

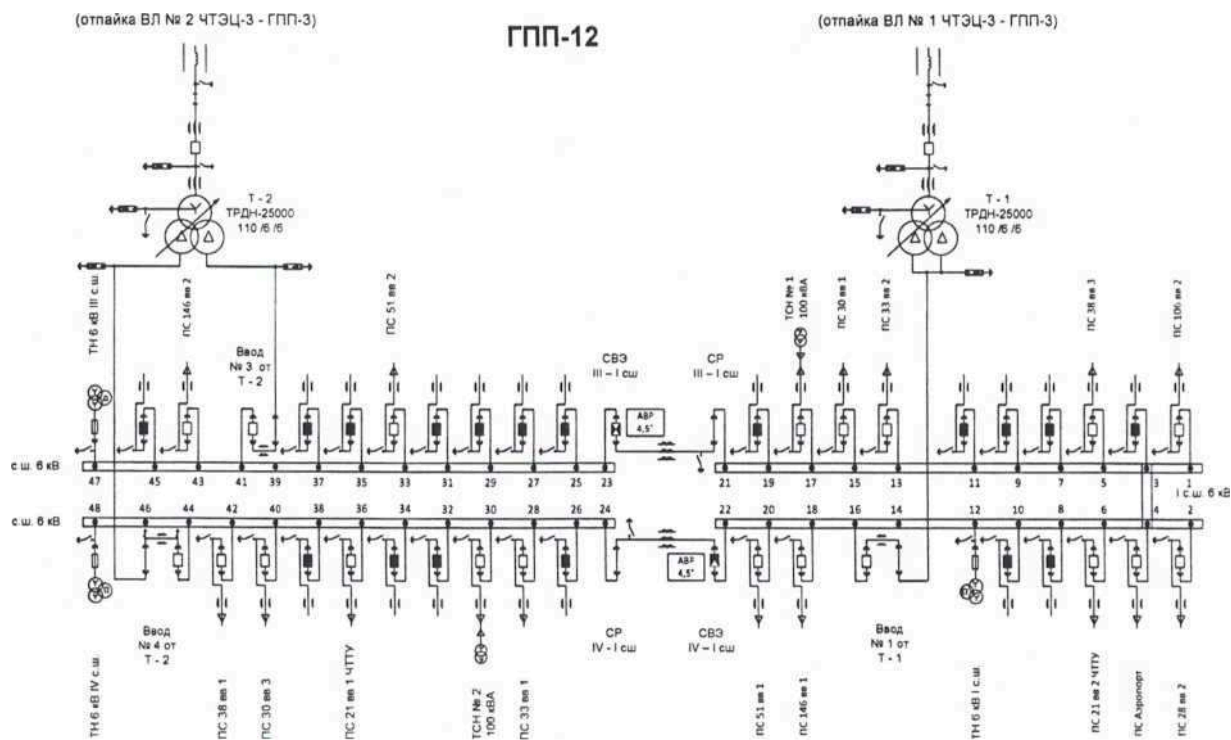


Рисунок 1.2 - Исходная схема подстанции

На ОРУ-110кВ выполнены кабельные лотки для разводки силовых и контрольных кабелей к установленному оборудованию, маслобункеры под силовыми трансформаторами, подземный резервуар для аварийного слива масла из-под трансформаторов ёмкостью 60м³. Ограждение ОРУ-ПОкВ комбинированное: из бетонных и металлических секций, включает в себя двое распашных ворот и две калитки.

ЗРУ-6кВ состоит из двух зданий. Старая часть выполнена в одноэтажном здании, в котором размещены: КРУ-6кВ, помещение телемеханики и кладовая. Новая часть - двухэтажная, в ней на первом этаже размещены помещения: аккумуляторной батареи, конденсаторной установки, теплового узла и приточной вентиляции АКБ, камеры трансформаторов собственных нужд и дугогасящих катушек. На втором этаже находятся щитовое и служебное помещения, помещение конденсаторной установки и вытяжной вентиляции АКБ. Для прокладки силовых и контрольных кабелей используются кабельные каналы и пакеты труб, для спуска кабелей со второго этажа на первый в новом здании ЗРУ-6кВ предусмотрена кабельная шахта.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР

Лист

8

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ СЕТИ РАЙОНА

2.1 Баланс активных и реактивных мощностей

2.1.1 Баланс активной мощности

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как:

$$\sum Pr = \sum Pп, \quad (2.1)$$

где $\sum Pr$ - суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum Pп$ - суммарное потребление мощности.

Заметим, что баланс активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе либо потребляет ее при избытке. В данном случае таким узлом является подстанция «1».

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Pн$, собственных нужд (с.н.) электрических станций $\sum Pсн$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta Pл$ и трансформаторах $\sum \Delta Pт$:

$$\sum Pп = \sum Pн + \sum Pсн + \sum \Delta Pл + \sum \Delta Pт, \quad (2.2)$$

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

Так как в проекте заданы нагрузки на подстанциях приведенные с высокой стороны, то для упрощения расчета примем потери в трансформаторах и на собственные нужды подстанций равными 0. В расчёте будем учитывать только потери в линиях и автотрансформаторах связи.

Суммарная генерируемая активная мощность складывается из активной мощности, вырабатываемой на собственных электростанциях и активной мощности, поступающей из соседних систем (таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Значение генерации в узлах сети

Диспетчерское наименование	P, МВт	Q, МВАр
Подстанция 3	100,1	78,1
ГЭЦ	109	25,8
Подстанция 4	133,6	35,2
Сумма:	342,7	139,1

Суммарная генерируемая активная мощность:

$$\sum Pr = 342,7, \text{ МВт}$$

Мощности нагрузок в узлах сети заданы для максимального режима (таблица 2.2).

Таблица 2.2 - Значение нагрузок в узлах сети

Диспетчерское наименование п/ст	P, МВт	Q, МВАр
ГПП-1	13,8	12,4
ГПП-2	29,85	16,78
ПС Плавильная (ГПП-3)	15	11,9
ГПП-4	15,5	8,2
ГПП-5	11,77	8,19
ГПП-6	32	27,3
ГПП-7	6	6,5
ГПП-8	1,8	1,9
ГПП-9	77	73,9
ГПП-12	41	24
ГПП-13	32,88	25,63
ГПП-14	38	24
ГПП-15	2J'	3,2
ГПП-16	50	38,4
ПС 110 кВ Подстанция 7	12,4	7,9
Подстанция 6	84,8	-49,3
Сумма:	464,5	240,9

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\sum P_H = 464,5, \text{ МВт}$$

Рассчитаем активные потери в ЛЭП:

$$\begin{aligned} \sum \Delta P_{Л} &= 0,02 \cdot (\sum P_H), \\ \sum \Delta P_{Л} &= 0,02 \cdot (464,5) = 9,29, \text{ МВт} \end{aligned} \quad (2.3)$$

Рассчитаем активные потери в автотрансформаторах связи, которые установлены на ПС Подстанция 2 и ПС Подстанция 5:

$$\begin{aligned} \sum \Delta P_T &= 0,012 \cdot (\sum P_T), \\ \sum \Delta P_L &= 0,012 \cdot (146,5) = 1,7, \text{ МВт} \end{aligned} \quad (2.4)$$

В итоге получаем суммарную потребляемую активную мощность:

$$\begin{aligned} \sum P_{\Pi} &= \sum P_H + \sum P_L + \sum \Delta P_T, \\ \sum P_{\Pi} &= 464,5 + 9,29 + 1,7 = 475,49, \text{ МВт} \end{aligned} \quad (2.5)$$

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

$$\begin{aligned} P_c &= \sum P_T - \sum P_{\Pi}, \\ P_c &= 342,7 - 475,49 = -132,79, \text{ МВт} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Баланс активной мощности обеспечивается за счет обменной мощности с балансирующим узлом (п/ст «1»).

Получилось, что генерируемая мощность на электростанциях системы, оказалась меньше потребляемой мощности. Поэтому недостаток мощности будем компенсировать за счет потребления мощности из балансирующего узла.

2.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_T + \sum Q_3 \pm Q_{ку} \pm Q_c \quad (2.7)$$

где $\sum Q_T$ - суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

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

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

Q_c - величина обменной реактивной мощности, определяется договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_H$, собственных нужд электрических станций $\sum Q_{сн}$ потерь мощности в линиях $\sum \Delta Q_L$ и трансформаторах $\sum \Delta Q_T$.

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 4 ... 6% при 10 кВ, 10 ... 15% при 220 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5 ... 9% от полной мощности, проходящей через трансформатор.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Также как и с активной мощностью будем учитывать только потери в линиях и автотрансформаторах связи.

Суммарная генерируемая реактивная мощность складывается из реактивной мощности, вырабатываемой на собственных электростанциях и реактивной мощности, поступающей из соседних систем.

$$\sum Q_T = 139,1, \text{ МВАр}$$

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\sum Q_H = 240,9, \text{ МВАр}$$

Потери реактивной мощности в ЛЭП:

$$\begin{aligned} \sum \Delta Q_L &= 0,06 \cdot (|\sum S_H|), \\ \sum \Delta Q_L &= 0,06 \cdot (|464,5^2 + 240,9^2|) = 31,4, \text{ МВАр} \end{aligned} \quad (2.8)$$

Рассчитаем реактивные потери в автотрансформаторах связи, которые установлены на ПС Подстанция 2 и ПС Подстанция 5:

$$\begin{aligned} \sum \Delta Q_T &= 0,05 \cdot (|\sum Q_T|), \\ \sum \Delta Q_T &= 0,05 \cdot (135,42) = 6,77, \text{ МВт} \end{aligned} \quad (2.9)$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными одноцепными линиями, при напряжении сети ($U = 110 \text{ кВ}$) примем приблизительно $Q_3 = 35 \text{ кВАр/км}$, для одноцепных линий на 220 кВ примем $Q_3 = 140 \text{ кВАр/км}$, тогда получаем:

$$\sum Q_3 = l \cdot Q_3, \quad (2.10)$$

где l - сумма всех линий, из них на 110 кВ - $l = 111,93 \text{ км}$, на 220 кВ - $l = 76,2 \text{ км}$.

$$\sum Q_3 = 111,93 \cdot 0,035 + 76,2 \cdot 0,14 = 14,58, \text{ МВАр}$$

В итоге получаем суммарную потребляемую реактивную мощность:

$$\begin{aligned} \sum Q_{\Pi} &= \sum Q_H + \sum Q_L + \sum \Delta Q_T - \sum Q_3 \\ \sum Q_{\Pi} &= 240,9 + 31,4 + 6,77 - 14,58 = 264,49, \text{ МВАр} \end{aligned} \quad (2.11)$$

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

$$Q_c = \sum Q_r + \sum Q_p, \quad (2.12)$$

$$Q_c = 139,1 - 264,49 = -125,39, \text{ МВАр}$$

Баланс реактивной мощности обеспечивается за счет обменной мощности генерируемой балансирующим узлом (п/ст «1»).

Таким образом, мощность в базисном узле:

$$P_c + jQ_c = 132.79 + 125.39, \text{ МВА}$$

2.2 Расчет характерных режимов работы существующей сети

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

Задача расчета режима сети заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители. По результатам расчета оценивается экономичность работы сети, предлагаются эффективные способы снижения потерь энергии, устанавливаются напряжения на подстанциях и мероприятия по поддержанию их в допустимых пределах.

Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных подстанций, режимами работы генерирующих источников, условиями обмена мощностью рассматриваемой энергосистемы с соседними. Для ряда систем можно выделить влияние одного определяющего фактора. В рассматриваемой сети определяющим фактором будем считать нагрузки подстанций.

Проведем расчет существующей сети, применяя программный комплекс NetWORKS [1], для следующих характерных режимов:

- режим максимальных нагрузок;
- режим минимальных нагрузок;
- послеаварийный режим.

Назначение БУ в расчетных стационарных режимах электрической сети заключается в покрытии расчетного (с учетом полных потерь в продольных и поперечных элементах схемы замещения электрической сети) дефицита или «снятия» избытка активной и реактивной мощностей из рассматриваемой электрической сети с определенными объемами нагрузочной и генерируемой мощностей в расчетных узлах схемы замещения сети.

Как правило, в БУ назначается только задаваемый уровень (модуль) напряжения.

В качестве БУ при расчетах режимов электрической сети предприятия приняты шины 220 кВ ПС «1» ЧП МЭС УМЭС РАО «ЕЭС России» (Челябинского предприятия межсистемных электрических сетей Уральских межсистемных электрических сетей РАО «ЕЭС России»).

ПС «1» выбрана балансирующим узлом из-за того, что она соединена с большим количеством питающих узлов и является самой мощной подстанцией в рассматриваемом сетевом районе.

2.2.1 Режим максимальных нагрузок

Данный режим возникает в зимний период, когда происходят максимальные потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии.

Нагрузки потребителей системы в зимний период были представлены в таблице 2.2.

Перечень и параметры ЛЭП рассматриваемого района приведен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Перечень ЛЭП

Диспетчерское наименование	U _{ном}	Марка	l, км	I _{дон} 5А
1 - Подстанция 2-1,2	220кВ	2хАСО-500	15,7	945
Подстанция 2-Подстанция 5-1,2	110кВ	2хАСУ-300	7,6	705
Подстанция 2-ГПП-6	110кВ	2хАСО-500	2,12	945
Подстанция 2-ГПП-7	110кВ	2хАСО-500	4,77	945
Отпайки на ГТП-14	110кВ	2хАСО-150	0,35	445
Отпайки на ТПП-1	110кВ	АС-150	0,57	445
Подстанция 5-Подстанция 3	220кВ	2хАСО-400	20,2	830
Подстанция 5-ПОДСТАНЦИЯ 4	110кВ	2хАСУ-300	10,6	705
Плавильная (ГПП-3) - ТЭЦ	110кВ	2хАС-150	2,26	446
Плавильная (ГПП-3) -	110кВ	2хАСУ-300	10	705
Отпайка на ГПП-12	110кВ	2хАС-120	1,6	355
Подстанция 6. - ТЭЦ	110кВ	АС-240/32	4,1	610
Подстанция 6. - Плавильная (ГПП-	110кВ	АСКС-240/32	4,3	610
Отпайка на Г1Ш-16	110кВ	2хАС-240/32	U	610
Подстанция 5 - ГПП-2	110кВ	АПВВнг2т 3х(1 - 350/95)	3	715
Подстанция 5 - ГПП-5	110кВ	АПВВнг2т 3х(1 - 350/95)	2,1	715
Подстанция 5 - ГПП-13	110кВ	АПВВнг2т 3х0-350/95)	2,4	715

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

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР

Лист

14

Продолжение таблицы 2.3

Подстанция 6. - ГПП-8	110кВ	2хАС-240/32	3,45	610
Подстанция 6. - ГПП-15	110кВ	2хАС-240/32	3,4	610
Отпайка на ГПП-9	220кВ	2хАС-400/51	2,2	830
Отпайка на ГПП-4	110кВ	АС-3 00/3 9	0,06	705
Отпайка на Подстанция 7	ПОкВ	2хАС-240/32	2	610

Проверим сечение проводов линии электропередачи по плотности тока:

$$j = \frac{I_{нб}}{F} \quad (2.13)$$

где j - плотность тока,

$I_{нб}$ - наибольший ток, протекающий по линии, [А];

F - сечение сталеалюминиевого провода, [мм²];

Рассмотрим пример расчёта плотности тока для линии «1-Подстанция 2»:

$$j = \frac{216.539}{500} = 0,433, \left[\frac{\text{А}}{\text{мм}^2} \right]$$

Расчёт других линий производится аналогично.

В таблице 2.4 приведена токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме.

Таблица 2.4 – Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме

Название	Исходные данные		На одну цепь		
	Марка ЛЭП	n	$I_{доп}$	I_{max}	$j, \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$
1 - Подстанция 2-1,2	АСО-500	2	945	216,539	0,433
Подстанция 2-Подстанция 5-1,2	АСУ-300	2	705	82,016	0,27
Подстанция 2-ГПП-6	АСО-500	2	945	107,97	0,22
Подстанция 2-ГПП-7	АСО-500	2	945	230,5	0,46
Отпайки на ГПП-14	АСО-150	2	445	115,76	0,77
Отпайки на ГПП-1	АС-150	1	445	95,59	0,64
Подстанция 3 - Подстанция 5	АСО-400	2	830	188,537	0,47
ПОДСТАНЦИЯ 4 - Подстанция 5	АСУ-300	2	705	356,068	1,18
ТЭЦ - Плавильная (ГПП-3)	АС-150	2	446	64,95	0,43
Плавильная (ГПП-3) -	АСУ-300	2	705	276,04	0,92
Отпайка на ТИП-12	АС-120	2	355	123,185	1,03
ТЭЦ - Подстанция 6.	АС-240/32	1	610	462,49	1,93
Плавильная (ГПП-3) - Подстанция 6.	АСКС-240/32	1	610	353,94	1,4

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

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР

Лист

15

Продолжение таблицы 2.4

Отпайка на ТИП-16	АС-240/32	2	610	164	0,68
Подстанция 5-ГПП-2	АПВВнг2т (1-350/95)	3	715	176,65	0,5
Подстанция 5-Г! И1-5	АПВВнг2т (1-350/95)	3	715	73,91	0,21
Подстанция 5-ГШ 1-13	АПВВнг2т (1-350/95)	3	715	215,08	0,62
Подстанция 6. -ГПП-8	АС-240/32	2	610	6,38	0,03
Подстанция 6. - ТПП-15	АС-240/32	2	610	10,89	0,045
Отпайка на Тилл 1-9	АС-400/51	2	830	143,05	0,358
Отпайка на Тилл 1-4	АС-3 00/3 9	1	705	90,36	0,3
Отпайка на Подстанция 7	АС-240/32	2	610	38,04	0,16

Из рассмотренной таблицы 2.4 по токовой нагрузке проводов видно, что по линиям электропередачи протекают небольшие потоки мощности, следовательно, и допустимые токи, значения которых не превышают допустимые значения токов для данного вида сечения провода. Значит протекающие токи по линиям электропередачи не вызывают перегрев проводов.

Нормированное значение экономической плотности тока для алюминиевых проводов, при числе часов использования максимума нагрузки в год более $T=5000$ часов, составляет $1 \text{ (А/мм}^2 \text{)}$ [3]. Данное значение превышено на линиях:

- подстанция 4 - Подстанция 5,
- отпайка на Г11И-12,
- ТЭЦ - Подстанция 6,
- Плавильная (ГПП-3) - Подстанция 6.

Рассчитанная плотность тока не должна превышать удвоенного значения J

плотности для существующих линий, которое составляет $2 \text{ (А/мм}^2 \text{)}$.

Из расчета видно, что все линии проходят по экономической плотности тока и их замена не требуется. Остальные параметры сети приведены на рисунке 2.1.

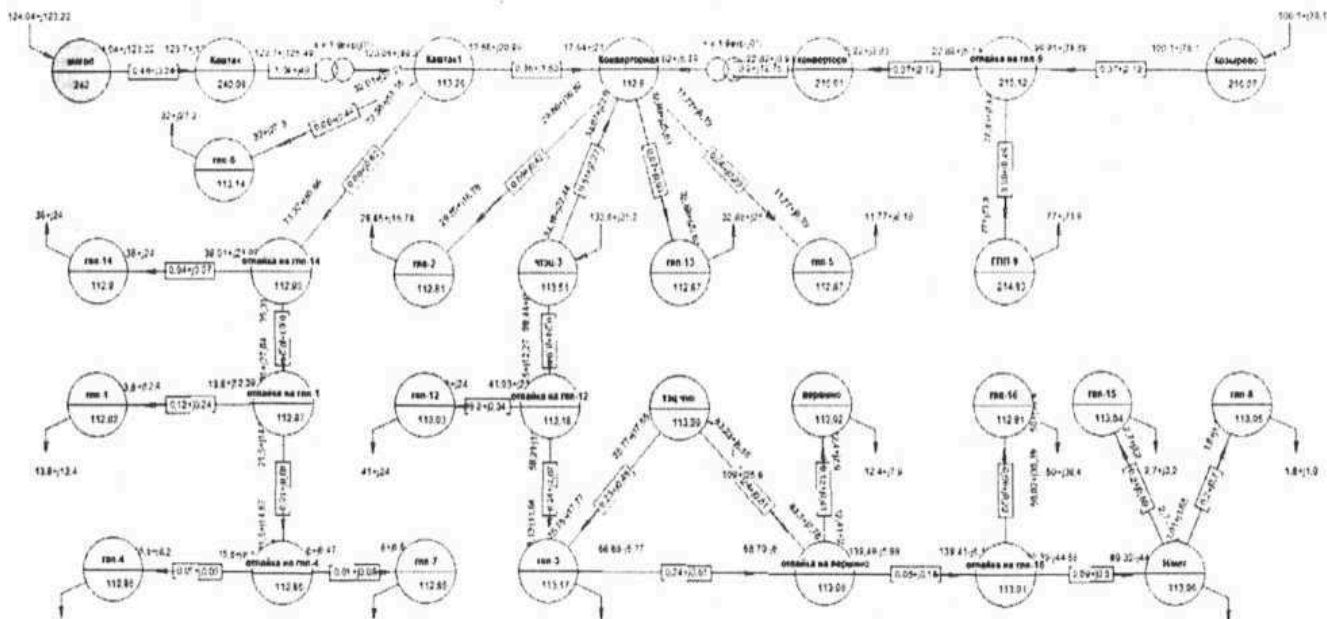


Рисунок 2.1 - Карта режима максимальных нагрузок

Согласно ГОСТу, допустимое напряжение на подстанции с нерегулируемым напряжением должно находиться в пределах $\pm 5\%$ от номинального, а для подстанций с РПН $\pm 15\%$ (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Напряжение на подстанциях в максимальном режиме

Название подстанции	Напряжение, кВ
Подстанция 2	113,26
ГПП-6	113,14
Отпайка на ГПП-14	112,92
ГПП-14	112,9
Отпайка на ГПП-1	112,87
ГПП-1	112,82
Отпайка на Г1111-4	112,85
ГПП-4	112,85
ГПП-7	112,85
Подстанция 5	112,9
ГПП-2	112,81
ГПП-13	112,87

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

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР

Лист

17

Продолжение таблицы 2.5

ГПП-5	112,87
Подстанция 4	113,51
Отпайка на ГПП-12	113,18
ГПП-12	113,03
ГПП-3	113,17
ТЭЦ	113,29
Отпайка на Подстанция 7	113,06
Подстанция 7	113,02
Отпайка на ГПП-16	113,01
ГПП-16	112,91
Подстанция 6	113,06
ГПП-15	113,04
ГПП-8	113,05

Результаты расчета максимального режима:

- максимальное напряжение: $U_{\max} = 113,51$ кВ на «подстанция 4»;
- минимальное напряжение: $U_{\min} = 112,81$ кВ на п/ст «ГПП-2».

Т.к. в сети в основном установлены трансформаторы с РПН, сеть проходит по допустимым напряжениям, т.к. они не превышают 15% от номинального.

2.2.2 Режим минимальных нагрузок

В летний период происходит снижение потребления энергии, а следовательно и уменьшается нагрузка, которая требуется потребителю. Вследствие этого возрастают уровни напряжения, что может привести к перекрытию изоляции, а значит и к аварии в сети. Минимальное напряжение в БУ составляет 232 кВ. Данные о нагрузках приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Значение нагрузок в узлах сети в минимальном режиме

Диспетчерское наименование п/ст	P, МВт	Q, МВАр
ГПП-1	11,73	10,54
ГПП-2	25,37	14,26
ПС Плавильная (ГПП-3)	12,75	10,115
ГПП-4	13,18	6,97
ГПП-5	10	6,96
ГПП-6	27,2	23,2
ГПП-7	5Д	5,53
ГПП-8	1,53	1,6
ГПП-9	65,45	62,82
ГПП-12	34,85	20,4
ГПП-13	27,94	21,79
ГПП-14	32,3	20,4
ГПП-15	2,3	2,72
ГПП-16	42,5	32,64
ПС 110 кВ Подстанция 7	10,54	6,7
Подстанция 6	72,1	-41,9
Сумма:	394,84	204,745

Результаты расчета минимального режима приведены на рисунке 2.2 и сведены в таблице 2.7.

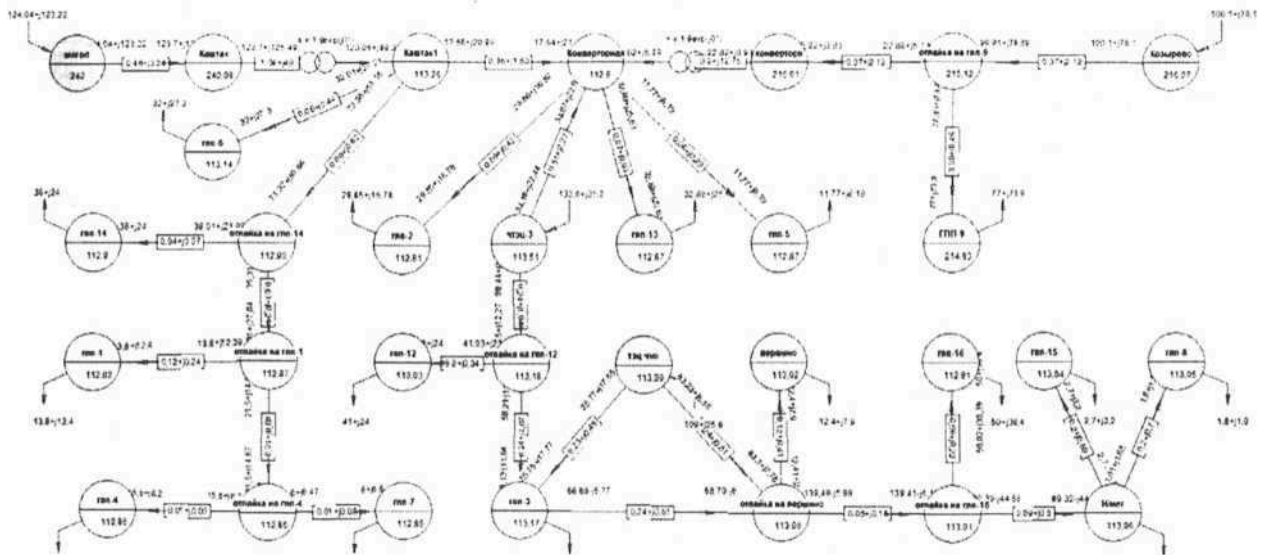


Рисунок 2.2 – Карта режима минимальных нагрузок

Таблица 2.7 – Напряжение на подстанциях в минимальном режиме

Название	Напряжение, кВ
Подстанция 2	113,71
ГПП-6	113,61
Отпайка на ГПГТ-14	113,43
ГПП-14	113,4
Отпайка на Г1И1-1	113,38
ГПП-1	113,34
Отпайка на ГПП-4	113,37
ГПП-4	113,36
ГПП-7	113,36
Подстанция 5	113,88
ГПП-2	113,81
ГПП-13	113,85
ГПП-5	113,85
Подстанция 4-з	114,75
Отпайка на Г11П-12	114,55

Продолжение таблицы 2.7

ГПП-12	114,43
ГПП-3	114,62
ТЭЦ	114,76
Отпайка на Подстанция 7	114,55
Подстанция 7	114,52
Отпайка на ГПП-16	114,51
ГПП-16	114,42
Подстанция 6	114,55
ГПП-15	114,53
ГПП-8	114,54

Из таблицы видно, что максимальное напряжение на подстанции ТЭЦ $U_{\max} = 114,76$ кВ, что не превышает допустимого.

После проведения расчета режима с минимальными нагрузками, можно сделать вывод, что произошло уменьшение потоков мощности протекающих по ветвям сети, это видно из сравнения данных карт режимов. При этом основные параметры режима находятся в допустимых пределах, следовательно, для данного режима сети реконструкция не требуется.

2.2.3 Послеаварийный режим

Для существующей схемы сети рассмотрим все возможные послеаварийные режимы. Данный режим работы сети рассматривается для выявления максимальных потоков мощности по линиям. При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму. Для этого проведем многократный расчет приближенного потокораспределения в сети, постоянно изменяя ее схему путем последовательного отключения линии. Расчет проведем с использованием программы NetWORKS [1].

Одновременное отключение двух цепей двухцепной линии не рассматривается, для таких линий наибольший ток имеет место при отключении одной цепи. Для остальных линий наибольший ток определяется по наибольшему потоку мощности на данной линии в рассмотренных послеаварийных режимах. Сравнивая наибольшие токи с допустимыми, определяем необходимость реконструкции существующих линий.

Вычислим коэффициент загрузки линии:

$$k = \frac{I_{нб.пав}}{I_{доп}} \geq 1, \quad (2.14)$$

Для примера проведем расчет линии 1 - Подстанция 2 при отключении одной цепи двухцепной линии:

$$k = \frac{433,5}{945} = 0,46 \geq 1$$

В таблице 2.8 приведена токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме.

Таблица 2.8 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Исходные данные		На одну цепь		
	Марка ЛЭП	n	$I_{доп}, A$	$I_{нб.пав} A$	k
1 - Подстанция 2-1,2	АСО-500	2	945	433,5	0,46
Подстанция 2-Подстанция 5-1,2	АСУ-300	2	705	142,65	0,2
Подстанция 2-ГПП-6	АСО-500	2	945	215,17	0,23
Подстанция 2-ГПП-7	АСО-500	2	945	461,7	0,49
Отпайки на ГПП-14	АСО-150	2	445	229,98	0,52
Подстанция 3 - Подстанция 5	АСО-400	2	830	342,9	0,56
Подстанция 4 - Подстанция 5	АСУ-300	2	705	707,15	1,003
ТЭЦ - Плавильная (ГПП-3)	АС-150	2	446	128,38	0,29
Плавильная (ГПП-3) -подстанция 4	АСУ-300	2	705	302,33	0,43
Отпайка на ГПП-12	АС-120	2	355	243,5	0,69
Отпайка на ГПП-16	АС-240/32	2	610	323,27	0,53
Подстанция 6. - ГПП-8	АС-240/32	2	610	12,9	0,02
Подстанция 6. - ГПП-15	АС-240/32	2	610	20,93	0,03
Отпайка на ГПП-9	АС-400/51	2	830	287,2	0,47
Отпайка на Подстанция 7	АС-240/32	2	610	75	0,12

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

По результатам расчета послеаварийного режима установлено, что все линии сети проходят по допустимыми нагрузками по условию нагрева, кроме линии подстанция 4 - Подстанция 5. Ток по этой линии превышает ток допустимый по условию нагрева. Рекомендуется заменить провода линий на провода большего сечения.

Произведем выбор провода.

Сечение проводника по условию экономической плотности тока определяется по формуле:

$$F_3 = \frac{I}{j_3}, \quad (2.15)$$

где I - расчетный ток линии, А;

j_3 - экономическая плотность тока, А/мм².

Причем расчетный ток линии принимается из условий нормальной работы и при определении его не учитывается увеличение тока в линии при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Поэтому для расчета берем ток линии в максимальном режиме $I = 356,068$ А.

Так как среднее число часов использования максимальной нагрузки для металлургического предприятия составляет $T=6500$ часов, то экономическая плотность тока согласно [3] принимается равной $j_3 = 1$. Тогда получаем:

$$F_3 = \frac{356,068}{1} = 356, \text{ мм}^2$$

Полученное сечение проводника округляется до ближайшего стандартного сечения. Согласно полученному сечению выбираем провод марки АС-400/51 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 830$ А.

Произведем проверку по токам:

$$I_{\text{нб.пав}} < I_{\text{доп}}, \quad (2.16)$$

где $I_{\text{нб пав}}$ - наибольший ток в послеаварийном режиме, $I_{\text{нб.пав}} = 707,15$ А.

$$707,15 \text{ А} < 830 \text{ А}$$

Далее произведем проверку по условиям короны, которую необходимо проводить для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше [3].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряжённости электрического поля:

$$E_0 = 30,3m \left[1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right] \quad (2.17)$$

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода; по [4] назначаем $m = 0,82$;

r_0 - радиус провода, мм; зная диаметр провода d из каталожных данных,

$$r_0 = \frac{d}{2} = \frac{3,05}{2} = 1,525 \text{ мм},$$
$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,525}} \right) = 30,86 \text{ кВ/см}$$

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (2.18)$$

где U - номинальное напряжение, кВ;

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;

при горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 120 = 151,2 \text{ см}$ [4].

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{1,525 \cdot \lg \frac{151,2}{1,525}} = 11,8 \text{ кВ/см},$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряжённость поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$. Условие отсутствия короны можно записать в виде:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (2.19)$$
$$1,07 \cdot 11,8 \leq 0,9 \cdot 30,86,$$
$$12,626 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \leq 27,774 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Провод марки АС 400/51 проходит по условиям проверки. Поэтому для замены выбираем данный провод.

Результаты расчета послеаварийного режима:

- максимальное напряжение: Цшх = 114 кВ на «ПОДСТАНЦИЯ 4» при отключении одной цепи ВЛ «ПОДСТАНЦИЯ 4- Подстанция 5»;

- минимальное напряжение: б/. = 111,55 кВ п/ст «ГПП-2» при отключении одной цепи ВЛ «1 - Подстанция 2»;

Уровни напряжения на подстанциях не выходят из предельно допустимых значений по ГОСТ Р 54149-2010 $\pm 5\%$ и обеспечивают высокое качество напряжения у потребителей при использовании устройств РПН.

2.3 Анализ работы трансформаторов существующей сети

Необходимость в реконструкции подстанции возникает при росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-69. Согласно ГОСТ аварийную перегрузку трансформаторов рекомендуется принимать равной 140% на время максимума, продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток подряд, причем коэффициент загрузки k_3 в нормальном режиме работы трансформатора зависит от количества трансформаторов, установленных на подстанции и рекомендуется принимать равной не более 70%.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном 1-й и 2-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях. Для понижающих подстанций это условие выполняется, если:

$$\frac{S_{ав}}{n_m \cdot S_m} \leq k_3, \quad (2.20)$$

$$\frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк}) \cdot S_m} \leq k_{ав} \quad (2.21)$$

где n_m , S_m - количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$ - количество отключенных трансформаторов.

$S_{ав}$ - определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования по сети низшего напряжения:

$$S_{ав} = S_{нб} - S_{нрез}, \quad (2.22)$$

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$S_{нб} = k_m \cdot S_{н(max)}, \quad (2.23)$$

где k_m - коэффициент совмещения максимума;

$S_{н(max)}$ - нагрузка в максимальном режиме, МВА.

При проектировании можно принять: $k_m = 1$, $S_{нрез} = 0$.

В качестве примера рассмотрим расчет коэффициентов $k_{ав}$ и k_3 трансформаторов, установленных на ГПП-12 (ТРДН-25000-110/6/6):

$$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{ГПП-12} = 41 + j24(\text{МВА})$$

$$K_{ав} = \frac{\sqrt{41^2 + 24^2}}{(2 - 1) \cdot 25} = 1,9 > 1,4.$$

$$K_{ав} = \frac{\sqrt{41^2 + 24^2}}{2 \cdot 25} = 0,95 > 0,7.$$

Т.е. трансформатор при аварии будет загружен на 190%. Такая перегрузка недопустима, поэтому необходима реконструкция.

Аналогично проведем расчет для остальных трансформаторов, и результат сведем в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов

Диспетчерское наименование п/ст	S, МВА	n, ШТ	Марка	k_3 , %	$K_{ав}$, %
ГПП-1	13,8+j 12,4	1	ГДТНГ-31500 110/35/6	59	59
ГПП-2	29,85+j 16,78	2	ГДТН-63000 110/6/6	27	54
ПС Плави́льная (ГПП-3)	15+j1 1,9	4	ГРДН-40000 110/6/6	20	20
ГПП-4	15,5+j8,2	1	ГДН-31500 110/6	56	56
ГПП-5	1 1,77+j8,19	2	ГРДЦН-80000 110/10	10	18
ГПП-6	32+j27,3	4	ГРДН-80000 110/10/10	13	17,5
ГПП-7	6+j6,5	2	ГДТН-63000 110/35/10	7	14
ГПП-8	1,8+j1,9	1	ГТУС-31500 110/10	8	8
ГПП-9	77+j73,9	3	ГДЦНМ- 100000-200000 220/35	36	28
ГПП-12	41+j24	2	ГРДН-25000 110/6/6	95	190
ГПП-13	32,88+j25,63	2	ГРДЦН-63000 110/10/6	33	66
ГПП-14	38+j24	2	ГРДН-25000 110/6/6	90	180
ГПП-15	2,7+j3,2	1	ГДН-16000 110/10	26	26

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

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР

Лист

26

Продолжение таблицы 2.9

ГПП-16	50+j38,4	2	ТРДН-40000 110/10/6	79	157
ПС Подстанция 2	64,1+j55,8	1	АТДЦТН- 125000 220/110	68	68
ПС Подстанция 5	83+j84,1	2	АТДТТН- 250000 220/110/10	14,5	29
ПС Подстанция 7	12,4+j7,9	2	ГДТН-40000 110/35/6	18,4	36,7

После проведения расчета можно сделать вывод, что на подстанциях «ГПП-12», «ГПП-14» и «Г1 111-16» требуется заменить трансформаторы на более мощные и провести реконструкцию подстанций. Остальные трансформаторы сети работают с допустимыми коэффициентами загрузки.

Произведем реконструкцию подстанции ГПП-12.

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

Как уже ранее говорилось, на п/ст ТПП-12 необходима реконструкция, так как установленные там трансформаторы не проходят по условия перегрузки. Необходимо заменить существующие трансформаторы на более мощные. Определим необходимую мощность трансформаторов:

$$S_m \geq \frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк}) \cdot K_{ав}}, \quad (2.24)$$

$$S_m \geq \frac{\sqrt{41^2 + 24^2}}{(2-1) \cdot 1,4} = 33,93(\text{МВА})$$

Принимаем к установке два трансформатора ТРДН-40000/110. Паспортные данные приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Паспортные данные трансформатора ТРДН-40000/110

Тип		$S_{ном}$, МВА	Каталожные данные		
			$U_{вНном}$, кВ	$U_{ннном}$, кВ	U_K , %
ТРДН-40000/110		40	115	6,3	10,5
$\Delta P_{к.з}$, кВт	$\Delta P_{х.х}$, кВт	$\Delta I_{х.х}$, %	R_T , Ом	X_T , Ом	$\Delta Q_{хх}$, кВар
172	36	0,65	1,4	34,7	260

Трансформатор имеет РПН $\pm 9 \times 1,78\%$ в нейтрале ВН.
Найдем коэффициенты загрузки и перегрузки:

$$K_3 = \frac{\sqrt{41^2 + 24^2}}{2 \cdot 40} = 0,59 < 0,7,$$

$$K_{ав} = \frac{\sqrt{41^2 + 24^2}}{1 \cdot 40} = 1,19 < 1,4,$$

Выбранный трансформатор проходит по условиям проверки.

4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

4.1 Выбор схемы распределительного устройства ВН 110 кВ

Существующая схема распределительного устройства «блок линия - трансформатор» не удовлетворяет современным требованиям надежности, данную схему рекомендуется использовать для подстанции 110 кВ и ниже с мощностью трансформаторов до 25 МВА [5]. Так как после реконструкции на подстанции будут установлены трансформаторы мощностью 40 МВА, то использование существующей схемы считаем не целесообразным.

Традиционный подход к проектированию подстанций с большим количеством систем шин и разъединителей не повышает, а наоборот, значительно снижает её эксплуатационную готовность.

Современные технологии позволили совместить функцию разъединения с выключателем, создав, таким образом, новый комбинированный аппарат - выключатель-разъединитель. В выключателе-разъединителе функция разъединителя встроена в самом выключателе, поэтому при проектировании появилась реальная возможность создания подстанций без разъединителей.

Данные комбинированные устройства объединяют в единой конструкции несколько аппаратов высокого напряжения:

- выключатель с приводом,
- выдвижной элемент с моторным приводом,
- неподвижные контакты,
- трансформаторы тока,
- трансформаторы напряжения,
- заземлитель,
- ограничитель перенапряжений,
- устройство синхронизации для операций включения/отключения при коммутации конденсаторных батарей, реакторов, трансформаторов и длинных воздушных линий.

На реконструируемой подстанции на ОРУ установим данные комбинированные устройства. Так как их применение обеспечивает высокую степень заводской готовности оборудования, снижение времени и стоимости монтажа и обслуживания, уменьшение требуемых площадей, фундаментов и пространства.

Согласно стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» по применению выключателей-разъединителей в различных схемах распределительного устройства выключатели-разъединители рекомендуется применять в следующих схемах распределительных устройств [6]:

- блок линия-трансформатор;
- одна рабочая секционированная выключателем-разъединителем система шин;
- одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям через развилку из выключателя-разъединителя;

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

- два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя-разъединителя.

Для реконструируемой подстанции применим схему 110-4Н - «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (рисунок 4.1), которая применяется для тупиковых подстанций. Данная схема рассчитана на два присоединения, но существует возможность её расширения до схемы с одной или двумя системами сборных шин. В нормальном режиме разъединители в неавтоматической перемычке отключены, остальные выключатели-разъединители включены.

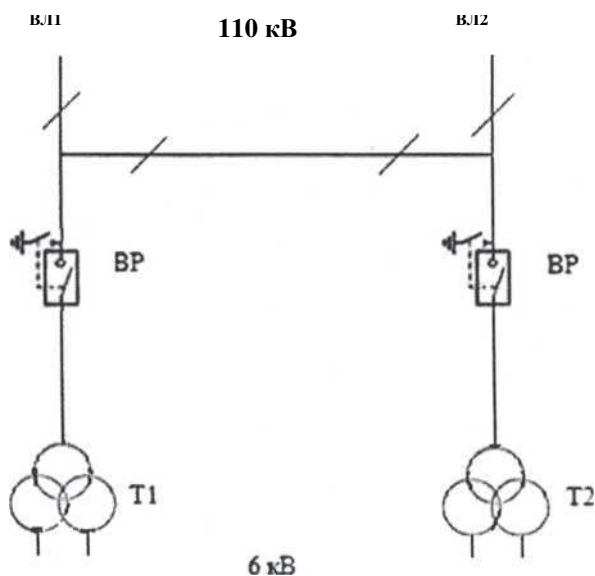


Рисунок 4.1 - Схема РУ 110-4Н

4.2 Выбор схемы распределительного устройства 6 кВ

РУ НН будет выполнено по схеме две одиночные секционированные системы шин.

Каждая секция шин имеет свой источник питания, секции могут работать как совместно, так и раздельно. В электроустановках стремятся снизить токи короткого замыкания, для их снижения секционный выключатель, в нормальном режиме, должен находиться в отключенном состоянии.

По данной схеме возможно электроснабжение потребителей первой и второй категории.

Достоинства данной схемы - простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

Недостатки - нет резерва питания потребителей, при выводе в ремонт секции. Схема распределительного устройства приведена на рисунке 4.2.

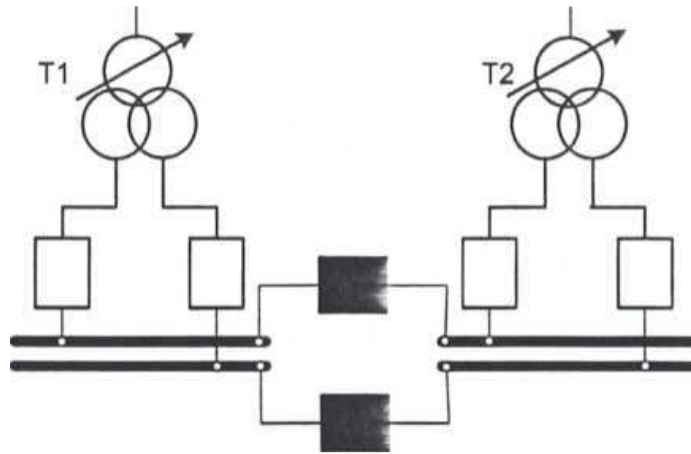


Рисунок 4.2 – Схема распределительного устройства 6 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР

Лист

31

5 РАСЧЕТ ТОКОВ НА ВВОДЕ РУ 110 кВ

5.1 Расчет токов нагрузок на присоединениях подстанции в длительном (нормальном) и в аварийном (утяжеленном) режимах

Все электрические аппараты, токоведущие части и изоляторы должны быть выбраны по условиям продолжительной работы и проверены по условиям короткого замыкания.

Продолжительный режим имеет место, когда электроустановка находится в нормальном или утяжеленном режимах.

Нормальный режим предусмотрен планом эксплуатации. В этом режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок.

Утяжеленный режим - это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов, а также режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного отключения.

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{\text{Ном}}$ - наибольший ток нормального режима, $I_{\text{МАХ}}$ - наибольший ток утяжеленного режима.

Определим расчетные токи продолжительного режима работы для каждого присоединения на стороне ВН и НН.

Полная мощность со стороны высокого напряжения, питающая подстанцию.

$$S_{\text{ВН}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{41^2 + 24^2} = 47,5 \text{ МВА},$$

Рабочий ток питающих линий:

$$I_{\text{раб.пит.л}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}n'} \quad (5.1)$$
$$I_{\text{раб.пит.л}} = \frac{47,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot 2} = 123,2 \text{ А},$$

где $S_{\text{нагр}}$ - мощность нагрузки подстанции, ВА;

$U_{\text{ВН}}$ - высшее напряжение подстанции, кВ; n - количество питающих линий.

Максимальный ток питающих линий в аварийном режиме:

$$I_{\text{авар.пит.л}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}(n-1)}, \quad (5.2)$$
$$I_{\text{авар.пит.л}} = \frac{47,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (2-1)} = 243,5 \text{ А}.$$

Рабочий ток на стороне низкого напряжения от трансформатора до шин 6 кВ:

$$I_{\text{норм.НН}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}} \cdot 2}, \quad (5.3)$$

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Где $S_{\text{нагр}}$ - мощность нагрузки подстанции на стороне НН, ВА;
 $U_{\text{НН}}$ - среднее напряжение подстанции на низкой стороне, В.

$$I_{\text{норм.НН}} = \frac{47,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1089 \text{ А.}$$

Максимальный ток на стороне низкого напряжения трансформатора:

$$I_{\text{авар.л.НН}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}} \cdot 2}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{авар.л.НН}} = \frac{47,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot 2} = 2177 \text{ А.}$$

Рабочий ток отходящих линий 6 кВ:

$$I_{\text{раб.отх}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}} \cdot n_{\text{отх}}}, \quad (5.5)$$

$n_{\text{отх}}$ - количество отходящих линий 6 кВ, равное 15.

$$I_{\text{раб.отх}} = \frac{47,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot 15} = 290,5 \text{ А.}$$

5.2 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием (КЗ) называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а также замыканием фаз на землю с глухозаземлёнными нейтральными. Как правило, короткие замыкания сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальное значение.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п. Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части, и их изоляция могут быть разрушены.

Таким образом, проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т.е. должны быть термически стойкими и должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т.е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Расчёты токов КЗ необходимы:

- для оценки и выбора главных схем станций, подстанций и т.д.;

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- анализа аварий в электроустановках и электрических системах;
- анализа устойчивости работы энергосистем.

На рисунке 5.1 приведена электрическая схема для расчета тока короткого замыкания на реконструируемой подстанции.

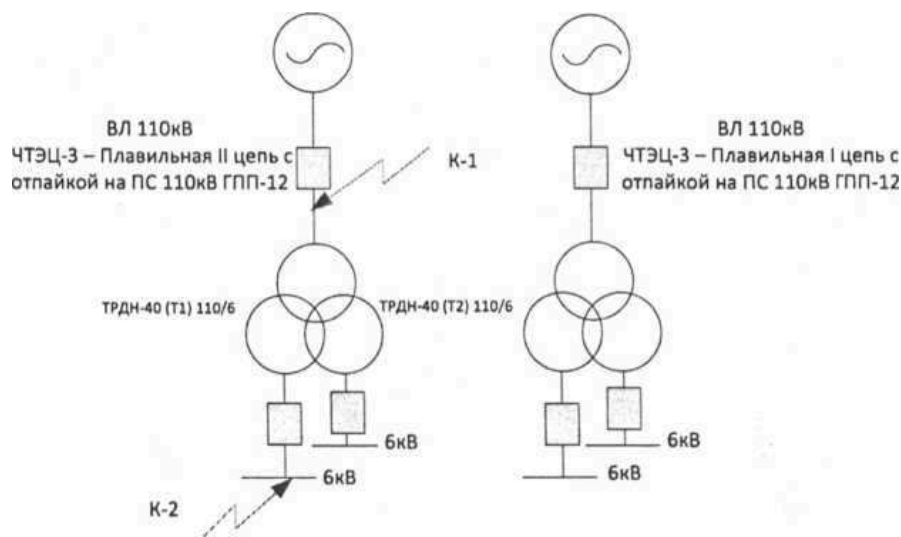


Рисунок 5.1 - Электрическая схема для расчета токов короткого замыкания

Согласно данным Челябинского РДУ [Приложение А], мы знаем ток трехфазного короткого замыкания на высокой стороне в точке подключения отпайки подстанции «ГПП-12» ВЛ ПОДСТАНЦИЯ 4 - Плавильная I и II цепь (точка К-1, рисунок 5.1) /п0 = 28360 А на каждой цепи.

Рассчитаем амплитудное значение ударного тока короткого замыкания на присоединении распределительного устройства повышенного напряжения подстанции:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot k_y \quad (5.6)$$

где $k_y = 1,7$ принимаем при КЗ на присоединении распределительного устройства повышенного напряжения подстанции [7].

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 28360 \cdot 1,7 = 68,182 \text{ кА.}$$

Проведем расчет токов КЗ на низкой стороне (точка К-2, рисунок 5.1).

Расчет будем производить в программе «ТоКо», разработанной на кафедре ЭССиС. На рисунке 5.2 приведена схема подстанции в программе «ТоКо». Результаты расчета представлены в таблице 5.1.

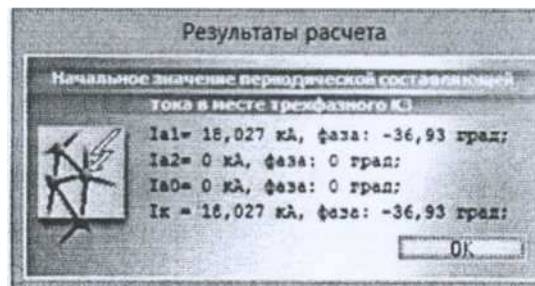
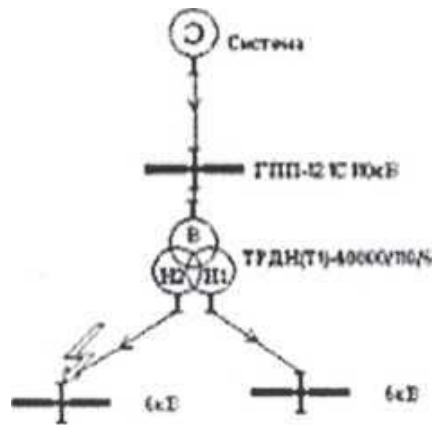


Рисунок 5.2 - Электрическая схема для расчета токов короткого замыкания

Рассчитаем ударный ток КЗ на стороне НН:

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot k_y,$$

где $k_y = 1,8$ принимаем для системы, связанной со сборными шинами 6кВ через трансформатор [4],

$I_{n.0}$ - величина тока КЗ на шинах 6 кВ.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 18,027 \cdot 1,8 = 45,89 \text{ кА},$$

Таблица 5.1 - Значения токов короткого замыкания

Точка К-1		Точка К-2	
Ток КЗ	На каждой секции шин ВН	Ток КЗ	На каждой секции шин НН
$I_{n.0}$, кА	28,360	$I_{n.0}$, кА	18,027
i_y , кА	68,182	i_y , кА	45,89

6. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

6.1 Выбор коммутационной аппаратуры на ВН

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надёжное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- лёгкость ревизии и осмотра контактов;
- взрывов и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

На проектируемой подстанции выключатели на шинах 110 кВ будут устанавливаться на ОРУ.

Установим комбинированный выключатель, выбирая его по цепи самого мощного присоединения, т.е. по цепи трансформатора.

Учитывая условия выбора выключателей [4], выбираем комбинированный элегазовый выключатель-разъединитель LTB DCB 145, производства АВВ [8]:

Рассчитаем апериодическую составляющую полного тока короткого замыкания.

Время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3.min} + t_{с.в.}, \quad (6.1)$$

где $t_{3.min}$ - минимальное время действия релейной защиты ($t_{3.min} = 0,01$ с) [4];
 $t_{с.в.}$ - собственное время отключения выключателя [8].

$$\tau = 0.01 + 0.02 = 0.03 \text{ с.}$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{ar} = \sqrt{2I_{п(КЗ)} \frac{t}{T_a}} \text{ кА}, \quad (6.2)$$
$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 28,36 \cdot e^{\frac{0.03}{0.05}} = 22.01.$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания $T_a = 0,05$ с, [7].

Проверка на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ. Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания, определяется как:

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полную проверку выключателя сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Выбор выключателя-разъединителя на стороне ВН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Тип выключателя-разъединителя LTB DCB 145
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 145$ кВ
$I_{max} = 243,5$ А	$I_{ном} = 3150$ А
$I_{п.т} = 28,36$ кА	$I_{ном.откл.} = 40$ кА
$i_{А.Г} = 22,01$ кА	$i_{а.ном} = 28,85$ кА
$I_{уд} = 68,182$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$Вк = 152,82$ кА ² с	$I_{тер.тер}^2 = 40^2 \cdot 3 = 4800$ Ка ² с

Из расчетов видно, что выключатель типа LTB DCB 145 удовлетворяет всем условиям проверки.

Так как на ВН схема РУ имеет неавтоматическую переемычку, то необходимо выбрать разъединители на неавтоматическую переемычку, а также разъединители на линии 110 кВ.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (6.4)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение разъединителя, кВ;

$U_{уст}$ - напряжение установки, кВ.

2) по номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{max}, \quad (6.5)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток разъединителя, А;

I_{max} - максимальный расчетный ток продолжительного режима, протекающий через разъединитель, А.

3) осуществляется проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (6.6)$$

где $i_{дин}$ - предельный сквозной ток короткого замыкания (амплитуда), определяемый по каталогу, кА;

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания по расчету, кА.

4) проверка на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq Вк \quad (6.7)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости разъединителя, кА;

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$t_{\text{ТЕР}}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с;

$Вк$ - тепловой импульс по расчету, кА с.

С учетом этих требований выбираем разъединитель фирмы АВВ с двумя заземляющими ножами SDF 123/1600 на приходящие линии и на неавтоматическую перемычку.

Таблица 6.2 - Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель SDF 123/1600
$u_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$u_{\text{НОМ}} = 126 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 243,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 28,36 \text{ кА}$	—
$i_{\Delta t} = 22,01 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.о}} = 28,36 \text{ кА}$	—
$I_{\text{уд}} = 68,182 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$Вк = 152,82 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{\text{тер} \cdot \text{тер}}^2 = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Итак, во всех цепях распределительного устройства высшего напряжения принимаем к установке разъединители типа SDF 123/1600.

6.2 Выбор коммутационной аппаратуры на шинах НН

Произведем выбор вводного и секционного выключателя на шинах 6 кВ. Учитывая условия выбора [4], выбираем вакуумный выключатель ВРС-6-40/2500 У2 [9]:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{н.выкл}} \geq U_{\text{НОМ}},$$

где $U_{\text{н.выкл}}$ - номинальное напряжение выключателя [9].

2. По номинальному току:

$$I_{\text{н.выкл}} \geq I_{\text{max цепи}},$$

где $I_{\text{нвыкл}}$ - номинальный ток выключателя [9];

$I_{\text{max цепи}}$ - максимальный ток цепи со стороны низкого напряжения трансформатора, равен 2177 А посчитанный в п. 5.1;

$$2500 \text{ А} \geq 2177 \text{ А},$$

$$I_{\text{н.выкл}} \geq I_{\text{н цепи}},$$

где $I_{\text{нцепи}}$ - номинальный ток цепи отходящей линии, равный 1089 А, посчитанный в п. 5.1:

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$2500\text{A} \geq 1089\text{A},$$

3. На номинальный ток отключения по формуле:

$$I_{\text{н.откл}} \geq I_{\text{п(кз)}}, \\ 40\text{кА} \geq 18,027\text{кА},$$

4. На возможность отключения аperiodической составляющей Время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3.min} + t_{\text{с.в.}},$$

где t_{3min} - минимальное время действия релейной защиты ($t_{3min}=0,01$);
 $t_{\text{св}}$ - собственное время отключения выключателя (по каталогу).

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045\text{с},$$

Определим аperiodическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{ar} = \sqrt{2} I_{nr} e^{\frac{r}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 18,027 \cdot e^{\frac{0,045}{0,05}} = 10,36\text{кА},$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, в соответствии с таблицей П 6.2 [7], $T_a=0,05\text{с}$;

$$i_{a_{\text{нам}}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{н}} \%}{100\%} \cdot I_{\text{ном.выкл.}} = \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \cdot 40 = 19,8\text{кА},$$

где β - допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе, задано ГОСТ Р 52565-2006 [10] в виде кривой $\beta_{\text{н}} = f(i)$, приведенной на рис. 3.1 [4].

$$i_{ar} \leq i_{\text{а.ном}}, \\ 10,36\text{кА} \leq 19,8\text{кА}.$$

5. На электродинамическую устойчивость по формуле:

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_y \leq i_{\text{дин}},$$

$$45,89 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

6. Проверка на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

где W_k - расчетный тепловой импульс,

$I_{\text{тер}}$ - предельный ток термической стойкости, равный 50 кА [6];

$t_{\text{тер}}$ - длительность протекания тока термической стойкости, $t_{\text{тер}} = 3$ с [8].

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.3 - Выбор вводных и секционных выключателей шин 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВРС-6-40/2500 У2
$U_{\text{всГ}} = 6 \text{ кВ}$	$u_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2177 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{п.г}} = 18,027 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл.}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\text{ар}} = 10,36 \text{ кА}$	$i_{\text{А.ном}} = 18,8 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 45,89 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$W_k = 66,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель ВРС-6-40/2500 У2 производства концерна «Высоковольтный Союз» [9] удовлетворяет условиям проверки.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [7].

Выбор ТТ при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении её с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость. Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока: класс точности 0,5 - применяем для присоединения счётчиков денежного расчёта; класса 1 - для всех технических измерительных приборов; ЮР или 5Р - для релейной защиты.

Выбор и сравнение трансформаторов тока приведён в табл. 6.3.

На стороне высокого напряжения выбираем встроенные ТТ типа ТГ-145 производства АВВ с элегазовой изоляцией [11]. На низкой стороне 6 кВ в ячейках КРУ ТТ типа ТОЛ-10 [12].

Таблица 6.4 - Выбор и проверка трансформаторов тока

ТГ-145		
Условие выбора и проверки	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 243,5$ А	$I_H = 1600$ А
$B_k \leq I^2 m t_m$	$B_k = 152,82$ кА ² с	$I^2 m t_m = 40 \cdot 3 = 4800$ кА ² с
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 68,182$ кА	$i_{нр.с} = 100$ кА
ТОЛ-6		
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 6$ кВ	$U_H = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 2177$ А	$I_H = 2500$ А
$B_k \leq I^2 m t_m$	$B_k = 66,62$ кА ² с	$I^2 m t_m = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА ² с
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 45,89$ кА	$i_{нр.с} = 152,5$ кА

Для проверки трансформаторов тока по вторичной загрузки, пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам (рисунок 6.1, таблица 6.5). Производим проверку по вторичной нагрузке трансформаторов тока ТГ-145.

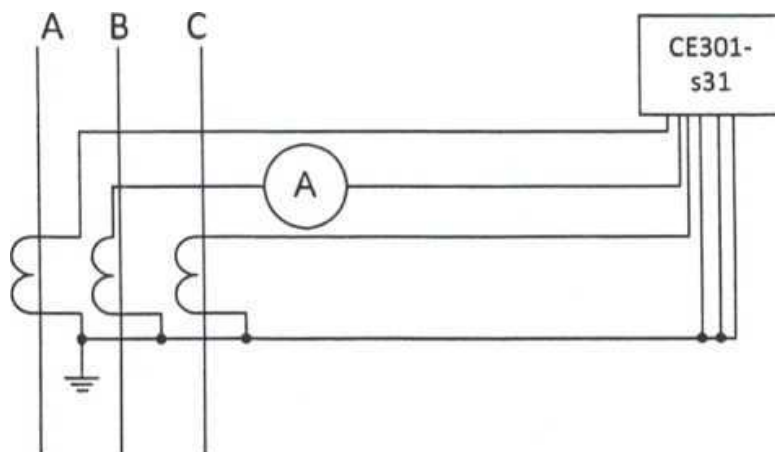


Рисунок 6.1 - Схема включения приборов

Таблица 6.5 - Вторичная нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка, В-А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э365	-	0,1	-
Счётчик активной и реактивной энергии	СЭ301-S31	од	0,1	0,1
РЗиА		5	5	5
Итого		5,1	5,2	5,1

Из таблицы 6.5 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы В. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,2}{25} = 0,208 \text{ Ом.}$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность прибора в одной фазе, $S_{\text{приб}} = 5,2 \text{ МВА}$ (таблица 6.5);
 I_2 - вторичный ток трансформатора тока.

При выборе ТТ по вторичной нагрузке:

- индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$ [4];
- вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$ (принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [4]):

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (6.8)$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 [11]:

$$z_{2\text{ном}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов при двух приборах принимаем $r_{\text{конт}}=0,05 \text{ Ом}$ [4], тогда допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,5 - 0,208 - 0,05 = 0,2 \text{ Ом.}$$

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина $l = 5 \text{ м}$ [4], так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} l$ [4]. Тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0273 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,2} = 1,18 \text{ мм}^2, \quad (6.9)$$

где ρ - удельное сопротивление провода с алюминиевыми жилами, 0,0273 Ом-мм²/м [4];

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

В качестве соединительного провода по условию механической прочности применяем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами и округляем до ближайшего стандартного сечения, но при этом сечение не должно быть менее 2,5 мм², поэтому устанавливаем АКРВГ сечением 2,5 мм² [13].

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Производим проверку по вторичной нагрузке трансформаторов тока ТОЛ-6 (рисунок 6.2, таблица 6.6).

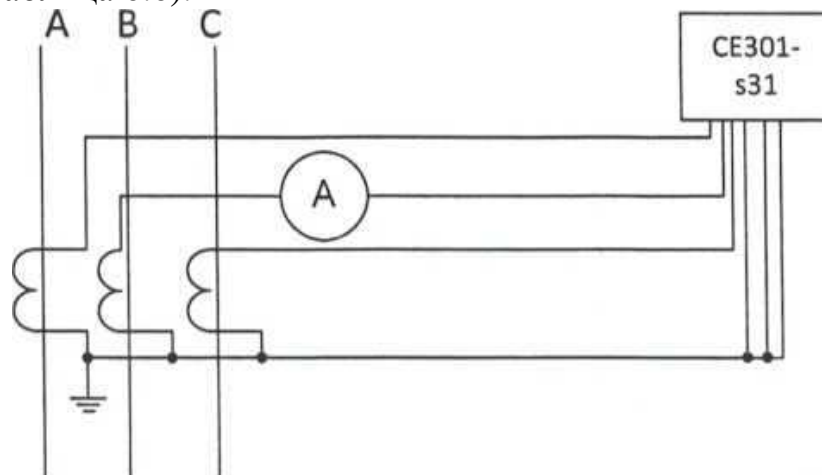


Рисунок 6.2 - Схема включения приборов

Таблица 6.6 - Вторичная нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка, В -А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э365	-	0,1	-
Счётчик активной и реактивной энергии	СЕ301-S31	ОД	0,1	0,1
РЗиА		5	5	5
Итого		5,1	5,2	5,1

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,2}{25} = 0,208 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 0,8 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1, тогда сопротивление проводов

$$r_{\text{пр}} = z_{2н} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,8 - 0,208 - 0,1 = 0,492 \text{ Ом.}$$

К установке принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина $l = 5 \text{ м}$ [4], так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} l$ [4].

Тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{p l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0273 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,492} = 0,48 \text{ мм}^2,$$

где ρ - удельное сопротивление провода с алюминиевыми жилами, 0,0273 Ом·мм²/м [4];

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

В качестве соединительного провода по условию механической прочности применяем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами и округляем до ближайшего стандартного сечения, но при этом сечение не должно быть менее 2,5 мм², поэтому устанавливаем АКРВГ сечением 2,5 мм² [13].

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, должны отвечать классу точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1,0 и 3,0; для релейной защиты - 5Р.

Трансформаторы напряжения выбирают [4]: по напряжению, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_N, \quad (6.10)$$

где S_N - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб})^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб})^2} \quad (6.11)$$

Для ОРУ ПО кВ выбираем трансформатор напряжения типа EMF - 145 производства АВВ с номинальной мощностью в классе точности 0,5 $S_{2Н}=100ВА$ [14]. Подсчёт нагрузки производим в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Потр. мощность	$\cos \phi$	$\sin \phi$	Кол-во приоб	Суммарная мощность IS
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	3	0,3
Счётчик активной и реактивной энергии	СЕ301-S31	2,5	0,38	0,925	3	7,5
РзиА		5	1	0		5

Рассмотрим выбор трансформатора на $U=110$ кВ:

$$100\text{ВА} = \sqrt{(0,3 \cdot 1 \cdot 3 + 7,5 \cdot 0,38 \cdot 3 + 5 \cdot 1)} = 14,45\text{ВА}.$$

Следовательно, выбранный трансформатор напряжения ЕМФ - 145 проходит по условиям проверки.

Рассмотрим выбор трансформатора напряжения на шинах 6 кВ. Примем к установке трехфазный трансформатор напряжения типа НТМИ-6-УХЛ1 с номинальной мощностью в классе точности 0,5 $S_{2Н} = 200$ В·А [15].

$$S_{2Н} > S_{2\Sigma},$$

$$200 \text{ В} \cdot \text{А} > 14,45 \text{ В} \cdot \text{А}$$

т.е. условие проверки по классу точности выполняется.

Выбор трансформаторов напряжения сведён в таблицу 6.8.

Таблица 6.8 - Выбор трансформаторов напряжения на ВН и НН

Тип ТН	$S_{2\Sigma}, \text{В} \cdot \text{А}$	$S_{Н}, \text{В} \cdot \text{А}$
ЕМФ- 145	14,45	100
НТМИ-6-УХЛ1	14,45	200

Таким образом, трансформаторы будут работать в выбранном классе точности.

6.5 Выбор токоведущих частей

6.5.1 Выбор проводов сборных шин РУ 110 кВ

Максимальный ток на стороне высокого напряжения $I_{\max}=243,5$ А (п. 5.1). Учитывая, что сборные шины будут расположены в РУ открытого типа выберем по справочнику для каждой фазы шин сталеалюминевый провод АС- 120/19 с номинальным сечением 120 мм и суммарным допустимым током:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$$

$$300 \text{ А} \geq 243,5 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость при КЗ.

Зная $\theta_{н}$ и материал провода по кривым для определения температуры нагрева проводников определим начальное значение удельного теплового импульса $A_{н}=0,6 \cdot 10^4 \text{ А}^2/\text{мм}^4$. Конечное значение удельного теплового импульса определим по выражению:

$$A_{к} = A_{н} + \frac{W_{\text{к расч}}}{q^2} = 0,6 \cdot 10^4 + \frac{10,26 \cdot 10^6}{94,2^2} = 1,04 \cdot 10^4 \text{ А} \cdot \text{с}/\text{мм}^4$$

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Зная A_k , по той же кривой определим конечную температуру:

$$Q_k^0 = 134^0 < 200^0 = Q_{\text{доп}}^0$$

Таким образом, провода сборных шин РУ 110 кВ удовлетворяют условию проверки по термической стойкости.

Проверка проводов фаз сборных шин на электродинамическое действие тока КЗ.

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем, после отключения тока КЗ, движутся навстречу друг другу.

В нашем примере ток трехфазного КЗ на шинах $I_{п0}=28,36$ кА, следовательно, необходимо произвести проверку на схлестывание, которая выполняется при двухфазном КЗ.

1) рассчитываем усилие, действующее на 1 метр погонной длины токопровода, по формуле:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(I^2 \phi)^2}{a^2},$$
$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{\left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^{28360}}{4} = 0,79 \frac{\text{Н}}{\text{м}},$$

где a - расстояние между фазами.

2) определим силу тяжести 1 м погонной длины токопровода:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{Н},$$

где m - масса 1 метра токопровода.

3) определим отношения:

$$\frac{f}{g} = \frac{0,79}{13,59} = 0,06,$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ЭК}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54,$$

где $h = 2,5$ м - максимальная стрела провеса провода в пролете; $t_{\text{ЭК}}$ - время действия релейной защиты;

4) допустимое отклонение провода

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} = \frac{3 - 0,45}{2} = 1,275 \text{ м,}$$

где D - диаметр провода, при расщепленных проводах, D = a; d - расстояние между проводами в фазе;

$a_{\text{доп}}$ - допустимое расстояние между соседними фазами в момент их наибольшего сближения (для ОРУ 11 ОкВ согласно ПУЭ $a_{\text{доп}} = 0,45 \text{ м,}$).

Таким образом,

$$b = 0,75 < b_{\text{доп}} = 1,275 \text{ м,}$$

Проверка по условиям коронного разряда.

В данном случае эта проверка не производится, т.к. сечение выбранных проводов сборных шин больше минимально допустимого по условию коронирования [3].

6.5.2 Выбор ошиновки на низкой стороне трансформатора 6 кВ.

Выберем токопровод, по которому электроэнергия передается от трансформатора 110/6 кВ в КРУ - 6 кВ.

1) Определим экономически выгодное сечение токопровода (материал - алюминий):

$$S_{\text{эконом}} = \frac{I_{\text{раб}}}{i_{\text{эк}}}, \quad (6.12)$$

где $S_{\text{эконом}}$ - экономически выгодное сечение провода,
 $i_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока (для нагрузки металлургической промышленности $i_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$);

$I_{\text{раб}}$ - максимальный рабочий ток нормального режима, рассчитанный в п.5.1.

$$S_{\text{эконом}} = \frac{1089}{1} = 1089 \text{ мм}^2,$$

Выбираем токопровод ЗхАС-400/18.

1) Условие выбора по продолжительному нагреву:

$$I_{\text{раб.утяж.}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (6.13)$$

где $I_{\text{раб.утяж.}}$ - максимальный рабочий ток токопровода, 2177 А (п. 5.1).

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для провода выбранного сечения, $I_{\text{доп}} = 830 \text{ А.}$

Пусть на каждую фазу токопровода идут линии АС - 400, таким образом, токопровод будет представлять собой линию З><АС-400/18.

2) Проверка по электродинамической стойкости:

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для обеспечения электродинамической стойкости шинпровода при токах короткого замыкания расчетное механическое напряжение не должно превосходить допустимого $Q_{\text{доп}}$.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (6.14)$$

Для алюминия $\sigma_{\text{доп}}=70$ МПа.

Так как в нашем случае на каждую фазу идет три линии, то возникают электродинамические силы двух видов: усилие от взаимодействия токов различных фаз и усилие от взаимодействия токов в проводниках одной фазы.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_1 + \sigma_2 \quad (6.15)$$

где σ_1 - напряжение на шине в результате взаимодействия токов различных фаз, σ_2 - напряжение в проводниках одной фазы.

$$q = 0,82 \frac{i_{\text{уд}}^2}{l_2} \cdot 10^{-7}, \quad (6.16)$$

где l_2 - расстояние между проводниками одной фазы, $l_2=0,15$ м.

$$\sigma_2 = 2,17 \frac{l^2}{\Pi d^3 \cdot l_2} \cdot i_{\text{уд}} \cdot 10^{-7},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{i^2 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot 10^{-7}}{\Pi d^3} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 16}{\xi_a} + \frac{2,17}{l_2} \right),$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{45,89^2 \cdot 10^6 \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2}{3.14(0,0275)^3} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 16}{10 \cdot 1} + \frac{2,17}{0,15} \right) = 13,9 \text{ МПа.}$$

Таким образом, выбираем токопровод 3хАС-400/18 для соединения выводов трансформаторов с шинами КРУ-6 кВ.

6.5.3 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители устанавливаются на линиях электропередач при вводе в подстанцию, чтобы не пропустить высшие гармоники.

Выбор высокочастотных заградителей осуществляется по следующим условиям:

1) по напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}, \quad (6.17)$$

2) по номинальному току:

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (6.19)$$

где $I_{\text{ном}}$ ~ номинальный ток заградителя, А;
 $I_{\text{мах}}$ - ток, протекающий в линии в утяжеленном режиме, А;
 3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}, \quad (6.20)$$

где $I_{\text{дин}}$ - ток электродинамической стойкости заградителя, кА;
 $I_{\text{уд}}$ - ударный ток трехфазного КЗ на стороне ВН, кА.
 Производится проверка на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (6.21)$$

где $I_{\text{тер}}$ - ток термической стойкости заградителя, кА;
 $t_{\text{тер}}$ - допустимое время действия тока термической стойкости, с;
 $B_{\text{к}}$ - тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания на стороне ВН, кА²с.

С учетом выполнения этих условий принимаем к установке на питающих линиях напряжением 110 кВ высокочастотный заградитель типа ВЗ-630/40/102-0,5У1. Каталожные данные заградителя представлены в [16]. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 6.8.

Таблица 6.8 - Выбор высокочастотных заградителей

Расчетные данные	Каталожные данные
	ВЗ-630/40/102-0,5 У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 243,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 68,182 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 152,82 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^{2 \cdot 1} = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Как видно из таблицы 6.8, условия выполняются.

6.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты от грозовых перенапряжений в сети высокого напряжения устанавливаем ОПН на высокой стороне силовых трансформаторов и на шинах 110 кВ у измерительных трансформаторов тока [3].

Частичное разземление нейтралей силовых трансформаторов 110-220 кВ применяется в качестве эффективной меры ограничения токов однофазного короткого замыкания. Кроме того, разземление нейтралей силовых трансформаторов в ряде случаев способствует организации релейной защиты.

Разземление нейтрали силового трансформатора приводит к необходимости защиты изоляции нейтрали от воздействующих на нее в процессе эксплуатации грозовых (и коммутационных) перенапряжений, для чего в нейтраль устанавливаются специальные ОПН, обозначаемые ОПНН.

Наибольшее рабочее напряжение ОПНН для сети 110 кВ составляет не менее $U_{нро}=60$ кВ, а энергоемкость одного импульса тока пропускной способности 2000 мкс - $W_{уд}=2,5-3$ кДж/кВ. Таким образом для защиты изоляции нейтрали силового трансформатора примем к установке ОПНН-П 110/56/10 УХЛ1 [17]. Основные технические характеристики приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.9

Характеристики	ОПНН-П-110/56/10-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	по
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.)	56
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность: -20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А	550
- с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ	5,3
Остающееся напряжение, не более, кВ, при коммутационном импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и более, и при амплитуде тока:	
500 А	152
1000 А	158
2000 А	166

Для защиты обмотки 110 кВ измерительного трансформатора напряжения от грозовых (и коммутационных) перенапряжений рабочее напряжение ОПН в сети 110 кВ примем к установке ОПНП-110/83/10-УХЛ1 [17]. Основные технические характеристики выбранного ОПН приведены в таблице 6.10.

Таблица 6.10

Характеристики	ОПНП- 110/83/10- УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	по
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.)	83
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность: -20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А	550
- с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ	2,8
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 5000 А, не более, кВ	222

7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Сетевое планирование и управление (СПУ) предназначено для управления комплексом взаимосвязанных работ, требующих четкой координации действий многих исполнителей.

Целью СПУ является оптимизация плана выполнения работ.

Методы сетевого проектирования и управления позволяют избежать дублирования, выбрать прототип, выявить и использовать максимум имеющихся прогрессивных технических решений, комплексно учесть и сократить затраты (разработка, изготовление, эксплуатация, утилизация), ускорить процесс создания приборов в рыночных условиях.

В экономической части проекта необходимо составить и рассчитать сетевой график (СГ) работ по выполнению реконструкции подстанции ГПП-12 [29].

Перечень работ:

1. Получение и анализ задания на разработку существующей сети;
2. Подбор литературы;
3. Анализ литературы;
4. Подбор и анализ технической документации;
5. Составление СГ;
6. Проект подстанции ГПП-12;
7. Выявление и анализ аналогов подобных подстанций;
8. Определение мощности потребителей;
9. Выбор трансформаторов;
10. Конструктивное исполнение подстанции ГПП-12;
11. Выбор схем распределительных устройств ВН и НН;
12. Расчет токов короткого замыкания;
13. Выбор трансформаторов напряжения и тока;
14. Расчет токов в нормальном и послеаварийном режимах;
15. Мероприятия по ограничению токов короткого замыкания;
16. Составление рекомендаций по результатам анализа технической документации;
17. Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерения на высоком напряжении;
18. Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерения на низком напряжении.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Таблица 7.1 - Расчет параметров работ

№ работы	Продолжительность, дн		№ работы	Продолжительность, дн	
	минимальная	максимальная		минимальная	максимальная
1	5	13	11	3	6
2	7	22	12	2	5
3	5	20	13	2	4
4	8	18	14	2	5
5	10	20	15	5	10
6	4	8	16	9	18
7	12	22	17	9	16
8	7	14	18	2	6
9	4	8	19	9	16
10	2	5	20	12	17

7.1 Расчет ожидаемой продолжительности выполнения работ

Ожидаемая продолжительность работы t_{ij} в СГ рассчитывается по принятой двухоценочной методике, исходя из минимальной и максимальной оценок продолжительности, задаваемых ответственным исполнителем каждой работы. При этом предполагается, что минимальная оценка соответствует наиболее благоприятным условиям работы, а максимальная - наиболее неблагоприятным. Ожидаемая продолжительность каждой работы определяется по формуле:

$$t_{ij \text{ ож}} = 0,6t_{ij \text{ мин}} + 0,4t_{ij \text{ макс}} \quad (7.1)$$

Среднеквадратическое отклонение δ_{ij} продолжительности в двухоценочной методике рассчитывается по формуле:

$$\delta_{ij} = 0,2(t_{ij \text{ макс}} - t_{ij \text{ мин}}) \quad (7.2)$$

Дисперсия определяется по формуле:

$$D_{ij} = 0,04(t_{ij \text{ макс}} - t_{ij \text{ мин}})^2 \quad (7.3)$$

Рассчитанные значения занесем в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 - Перечень, параметры и вероятностные

код	Наименование работы	Продолжительность дн			Исполнители чел			δ_{ij} , дн	$D_{ij}, дн^2$
		МИН	макс.	ожд.	рук	инж	лаб		
0-1	Получение задания и анализ существующей	5	13	8	1	1	0	1,6	2,56
1-2	Подбор	7	22	13	0	2	0	3	9
2-5	Анализ литературы	5	20	11	0	2	1	3	9
3-4	Подбор и анализ техдокументации	8	18	12	1	2	0	2	4
1-3	Составление СГ	10	20	14	1	2	0	2	4
4-5	Проект подстанции ГПП-12	4	8	6	0	2	0	0,8	0,64
4-6	Составление рекомендаций по результатам анализа	12	22	16	1	2	1	2	4
5-7	Выявление и анализ подобных	7	14	10	1	1	0	1,4	1,96
6-7	Анализ литературы по БЖД	4	8	6	0	1	2	0,8	0,64
7-8	Выбор схем РУ ВН и НН	2	5	3	0	2	1	0,6	0,36
7-9	Расчет токов к.з.	3	6	4	1	1	0	0,6	0,36
7-10	Выбор трансформаторов	2	5	3	0	2	0	0,6	0,36
8-10	Расчет токов в нормальном и послеаварийном режимах	2	4	3	0	2	0	0,4	0,16
8-11	Определение мощности потребителей	2	5	3	1	1	1	0,6	0,36
9-10	Мероприятия по ограничению токов к.з.	5	10	7	1	1	0	1	1
9-12	Расчет и выбор	9	18	13	1	2	0	1,8	3,24
11-13	Выбор ТН и ТТ	2	6	4	0	2	0	0,8	0,64

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

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР

Лист

54

7.2 Расчет параметров событий сетевого графика

Ранний срок свершения исходного (нулевого) события СГ принимается равным нулю. Ранний срок свершения данного промежуточного события рассчитывается путем сравнения сумм, состоящих из раннего срока свершения события, непосредственно предшествующего данному и длительности работы. Так как данное событие не может свершиться, пока не закончится последняя из непосредственно предшествующих ему работ, очевидно, что в качестве раннего срока свершения события принимается максимальная из сравниваемых сумм:

$$t_p^i = \max t(L_{ni}) \quad (7.4)$$

где L_{ni} - любой путь, предшествующий i -му событию, т.е. путь от исходного до i -го события сети.

Рассчитанный таким способом ранний срок свершения завершающего события всего СГ принимается в качестве его же позднего срока свершения. Это означает, что завершающее событие СГ никаким резервом времени не располагает.

Поздний срок свершения данного промежуточного события определяется при просмотре СГ в обратном направлении. Для этого сопоставляются разности между поздним сроком свершения события, непосредственно следующего заданным, и продолжительности работы, соединяющей соответствующее событие с данным. Так как ни одна из непосредственно следующих за данным событием работ не может начаться, пока не свершится само данное событие, очевидно, его поздний срок свершения равен минимуму из подсчитанных разностей:

$$t_n^{(i)} = \min[t_n(j) - t(i,j)] \quad (7.5)$$

Правильность расчета поздних сроков свершения событий СГ подтверждается получением нулевого позднего срока свершения исходного события.

Резерв времени образуется у тех событий, для которых поздний срок свершения больше раннего, и он равен их разности:

$$R(i) = t_n^{(i)} - t_p^{(i)} \quad (7.6)$$

Если же эти сроки равны, событие резервом времени не располагает и, следовательно, лежит на критическом пути.

Результаты расчета сведем в таблицу 7.3

Таблица 7.3— Параметры событий сетевого графика

№ события	Сроки свершения		Резерв времени
	ранний	поздний	
0	0	0	0
1	8	8	0

2	21	35	14
Продолжение таблицы 7.3			
3	22	22	0
4	34	34	0
5	40	46	6
6	50	50	0
7	56	56	0
8	59	70	11
9	60	60	0
10	67	73	6
11	62	81	19
12	73	73	0
13	85	85	0
14	99	99	0

Изобразим полученный сетевой график на рисунке 7.1.

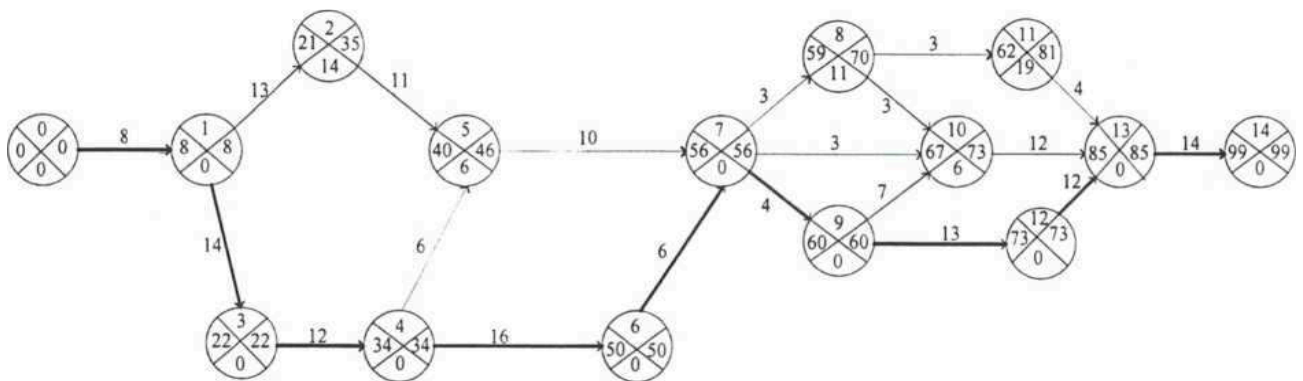


Рисунок 7.1-Сетевой график

7.3 Расчет параметров работ сетевого графика

Ранний срок начала работы совпадает с ранним сроком свершения ее начального события:

$$t_{рн}(i, j) = t_p(i) \quad (7.7)$$

Поздний срок начала работы можно получить, если из позднего срока свершения ее конечного события вычесть ее ожидаемую продолжительность:

$$t_{пн}(i, j) = t_{п}(j) - t(i, j) \quad (7.8)$$

Ранний срок окончания работы образуется прибавлением ее продолжительности к раннему сроку свершения ее начального события:

$$t_{\text{по}}(i, j) = t_{\text{п}}(i) + t(i, j) \quad (7.9)$$

Поздний срок окончания работы совпадает с поздним сроком свершения ее конечного события:

$$t_{\text{но}}(i, j) = t_{\text{п}}(j) \quad (7.10)$$

Для всех работ критического пути, как не имеющих резервов времени, ранний срок начала совпадает с поздним сроком начала, а ранний срок окончания с поздним сроком окончания.

Работы, не лежащие на критическом пути, обладают резервами времени.

Полный резерв времени работы образуется вычитанием из позднего срока свершения ее конечного и начального событий за вычетом ее ожидаемой продолжительности:

$$R_{\text{н}}(i, j) = t_{\text{п}}(j) - t_{\text{п}}(i) - t(i, j) \quad (7.11)$$

Частный резерв времени первого рода равен разности поздних сроков свершения ее конечного и начального событий за вычетом ее ожидаемой продолжительности:

$$R_1(i, j) = t_{\text{п}}(j) - t_{\text{п}}(i) - t(i, j) \quad (7.12)$$

Частный резерв времени второго рода равен разности ранних сроков свершения ее конечного и начального событий за вычетом ее ожидаемой продолжительности:

$$R_2(i, j) = t_{\text{р}}(j) - t_{\text{р}}(i) - t(i, j) \quad (7.13)$$

Свободный (независимый) резерв времени работы $R_{\text{с}}_{ij}$ образуется вычитанием из раннего срока свершения ее конечного события позднего срока свершения ее начального события и ее ожидаемой продолжительности.

Свободный резерв времени может быть отрицательным:

$$R_{\text{с}}(i, j) = t_{\text{р}}(j) - t_{\text{п}}(i) - t(i, j) \quad (7.14)$$

Правильность расчетов резервов времени работы можно проверить последующим соотношениям:

- сумма полного и свободного резерва работы равна сумме двух частных ее резервов;
- поздний и ранний сроки начала работы, а также поздний и ранний сроки ее окончания всегда отличаются на величину ее полного резерва.

Для работ, лежащих на критическом пути, никаких резервов времени нет и, следовательно, коэффициент напряженности $k_{\text{н}}(i, j)$ таких работ равен единице. Если работа не лежит на критическом пути, она располагает резервами времени

и ее коэффициент напряженности меньше единицы. Его величина подсчитывается как отношение суммы продолжительностей отрезков максимального пути, проходящего через данную работу, не совпадающих с критическим путем $t_{\max}(i,j)$ к сумме продолжительностей отрезков критического пути, не совпадающих с максимальным путем, проходящим через эту работу $t_{\text{кр}}(i,j)$.

В зависимости от коэффициента напряженности все работы попадают в одну из трех зон напряженности:

- 1) критическую, $k_h(i,j) > 0,8$;
- 2) промежуточную, $0,5 \leq k_h(i,j) \leq 0,8$;
- 3) резервную, $k_h(i,j) < 0,5$;

Результаты расчетов сведем в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 – Параметры работ сетевого графика

Код работы	Ожидаемая продолжительность (дн.)	Сроки начала		Сроки окончания		Резервы времени				Кн
		ранний	поздний	ранний	поздний	полный	частный 1 рода	частный 2 рода	свободный	
0-1	8	0	0	8	8	0	0	0	0	1
1-2	13	8	22	21	35	14	0	0	-14	0,69
2-5	11	21	35	32	46	14	0	0	-14	0,69
3-4	12	22	22	34	34	0	0	0	0	1
1-3	14	8	8	22	22	0	0	0	0	1
4-5	6	34	40	40	46	6	0	0	-6	0,87
4-6	16	34	34	50	50	0	0	0	0	1
5-7	10	40	46	50	56	6	0	0	-6	0,87
6-7	6	50	50	56	56	0	0	0	0	1
7-8	3	56	67	59	70	11	0	0	-11	0,62
7-9	4	56	56	60	60	0	0	0	0	1
7-10	3	56	70	59	73	14	0	0	-14	0,52
8-10	3	59	70	62	73	11	0	0	-11	0,62
8-11	3	59	78	62	81	19	0	0	-19	0,34
9-10	7	60	66	67	73	6	0	0	-6	0,79
9-12	13	60	60	73	73	0	0	0	0	1
10-13	12	67	73	79	85	6	0	0	-6	0,52
11-13	4	62	81	66	85	19	0	0	-19	0,34
12-13	12	73	73	85	85	0	0	0	0	1
13-14	14	85	85	99	99	0	0	0	0	1

7.4 Расчет трудоемкости работ

Для упрощения расчетов трудоемкости работы T_{ij} удобно ввести понятие приведенной к инженерной (ИНЖ) численности работающих $Ч_{ij}$. Для этого необходимо вначале рассчитать коэффициент перерасчета численности работающих k -й категории в ИНЖ-численность. Коэффициент перерасчета равен отношению средней заработной платы работающих k -й категории к средней заработной плате инженера. Должностные оклады персонала, а также коэффициенты перерасчета численности работающих k -й категории в численность инженеров приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Должностные оклады персонала

Категория персонала	Месячный должностной оклад, руб/мес	Коэффициент перерасчета
Руководитель	50000	1,7
Инженер	30000	1,0
Электромонтажник	20000	0,7

Найдя приведенную численность $Ч_{ij}$, определяем приведенную к ИНЖ-дням трудоемкость работы T_{ij} умножением приведенной численности на ожидаемую продолжительность t_{ij} .

Результаты расчетов сведены в таблице 7.7.

7.5 Расчет сметной стоимости работ

Сметную стоимость работы подсчитываем как произведение приведенной стоимости в ИНЖ-днях и средней стоимости одного ИНЖ-дня. Стоимость одного ИНЖ-дня складывается из затрат, представленных в таблице 7.6.

Среднедневная заработная плата одного инженера рассчитывается делением среднемесячной заработной платы одного инженера (основной и дополнительной) на среднее число рабочих дней в месяце.

Таблица 7.6 - Статьи затрат на проведение НИР, в руб

Наименование	Соотношение	Сумма, руб
Основная заработная плата, $Z_{осн}$	Прямой расчет	30000
Дополнительная заработная плата, $Z_{доп}$	(0,10...0,12) $Z_{х,,}$	3000
Отчисление на социальное страхование, $O_{соц}$	0,029 ФОТ	1100,55
Отчисления в пенсионный фонд, $O_{п}$	0,22 ФОТ	8349
Отчисления на медицинское страхование, $O_{мзд}$	0,051 ФОТ	1935,45
Стоимость материалов, покупных изделий и полуфабрикатов, C_m	(0,15...0,175) $Z_{осн}$	4500
Накладные расходы, H_p	(0,45...0,85)	13500
Командировочные расходы, K_p	(0,15...0,20) $Z_{х,,}$	4500
Контрагентские услуги сторонних организаций, K_v	(0,20...0,50) $Z_{хн}$	6000

Стоимость оборудования и приборов, Со	(0,40...0,60) $З_{осн}$	13500
---------------------------------------	-------------------------	-------

$$\text{ФОТ} = (З_{осн} + З_{доп}) \cdot 1,15 \quad (7.15)$$

где: 1,15 - уральский коэффициент.

Среднее число рабочих дней в месяце примем равным 22. Тогда, среднедневная заработная плата одного инженера: 1500,00 руб., а среднедневные прочие затраты равны 2426,6 руб. Стоимость одного ИНЖ-дня составляет 3926,6 руб./дн.

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 7.7.

Таблица 7.7 - Трудоемкость и сметная стоимость работ СГ

Код работы	Ожидаемая продолжительность, дн.	Категории персонала			Приведенная численность, ИНЖ	Приведенная трудоемкость, ИНЖ-дн.	Сметная стоимость работы, руб.
		РУК	инж	эл/м			
0,1	8	1	0	1	2,4	19,2	75390,72
1,2	13	0	0	2	1,4	18,2	71464,12
2,5	11	0	1	2	2,4	26,4	103662,24
3,4	12	1	0	2	3,1	37,2	146069,52
1,3	14	1	0	2	3,1	43,4	170414,44
4,5	6	0	0	2	1,4	8,4	32983,44
4,6	16	1	1	2	4,1	65,6	257584,96
5,7	10	1	0	1	2,4	24	94238,4
6,7	6	0	2	1	2,7	16,2	63610,92
7,8	3	0	1	2	2,4	7,2	28271,52
7,9	4	1	0	1	2,4	9,6	37695,36
7,10	3	0	0	2	1,4	4,2	16491,72
8,10	3	0	0	2	1,4	4,2	16491,72
8,11	3	1	1	1	3,4	10,2	40051,32
9,10	7	1	0	1	2,4	16,8	65966,88
9,12	13	1	0	2	3,1	40,3	158241,98
10,13	12	1	0	2	3,1	37,2	146069,52
11,13	4	0	0	2	1,4	5,6	21988,96
12,13	12	0	0	2	1,4	16,8	65966,88
13,14	14	1	2	1	4,4	61,6	241878,56
Итого	174	11	8	33	49,8	472,3	1854533,18

Строительно-монтажные работы составляют 15 % [30] от суммарной стоимости оборудования, пуско-наладочные работы составляют 5% [31] от

суммарной стоимости оборудования. Смета капиталовложений приведена в таблице 7.8.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Таблица 7.8 - Сметы капитальных вложений на сооружение подстанции

Наименование	Кол-во	Стоимость за шт., тыс. руб.	Полная стоимость, тыс. руб.
Силовой трансформатор 110 кВ	2 шт	20000	40000
ОРУ-ПОкВ	5 ячеек	4500	22500
ТТ-110 кВ	1 шт.	2500	2500
КРУ-6,3 кВ	36 ячеек	400	14400
ТН-10кВ,ТСН	6 шт	150	900
АС-240/32, токопровод	20; 1шт	850;4000	21000
ДГК+трансформатор	4шт	1000	4000
Терминалы РЗиА на ВН	6 шт	1500	9000
Терминалы РЗиА на НН	20шт	600	12000
Итого:			126300
Строительно-монтажные работы	-	-	18945
Пуско-наладочные работы	-	-	6315
Проектные работы	-	-	1543
Итого:			153103

Объем эксплуатационных работ и текущего ремонта подстанции определяется на основании данных приложения 7[28] и удельных показателей по этим статьям в зависимости от объема работы в условных единицах. Затраты на прочие работы вычисляются на основании стоимости единицы работы по объектам и объема всех работ в условных единицах по этим объектам.

Таблица 7.9 - Объем эксплуатационных работ и текущего ремонта

Наименование	Ед. изм.	Стоимость ед. раб, тыс. руб.	Периодичность, в годах	Кол-во ед.	Z стоимость работ(в год), тыс.руб.
Испытание силовых трансформаторов 110 кВ	шт.	42,1	4	2	21,05
Испытание измерительных тр-ров ПО кВ	шт.	19,6	4	2	9,8
Испытание измерительных тр-ров ЮкВ	шт.	4,9	4	4	4,9
Испытание разрядника! 10 кВ	шт.	13,8	4	6	20,7

Продолжение таблицы 7.9

Отбор проб масла	1 проба	8,1	1	2	16,2
Прочие эксплуатационные работы					42,68
Текущий ремонт тр-ра ПО кВ	шт.	675	8	2	168,75
Текущий ремонт выключателя 110 кВ	шт.	275	8	5	171,9
Текущий ремонт выключателя 6 кВ	шт.	175	8	40	875
Текущий ремонт ячейки ОРУ 110 кВ	ячейка	85	8	5	53,13
Текущий ремонт ячейки ЗРУ 6 кВ	ячейка	130	8	46	747,5
Окраска силового трансформатора	шт.	59,6	8	2	14,9
Прочие работы по текущему ремонту ОРУ ПО кВ	п/ст	-	-	-	550
Прочие работы по текущему ремонту ЗРУ 6,3 кВ	п/ст	-	-	-	275
Итого по подстанции:					2971,51

7.6 Расчет потерь мощности через трансформаторы

На подстанции «ГПП-12» установлены следующие трансформаторы:
ТРДН - 40000/110/6 - два трансформатора.

Время наибольшего числа использования нагрузки $T_{нб}=6000$ ч.

Время наибольших потерь:

$$\tau = \left[0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right]^2 = \left[0,124 + \frac{6000}{10000} \right]^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ч}$$

Мощность, проходящая через 2хТРДН - 40000/110/6:

$$S = 41 + j24 \text{ МВА}$$

Выпишем паспортные данные трансформатора в таблицу 7.10.

Таблица 7.10 - Паспортные данные ТРДН - 40000/110/6

Тип тр-ра	S _{ном} , МВА	U _{ном}		Потери, кВт		I _к %	ΔI _{х.х} %	X _м Ом	R _т Ом	ΔQ _{хх} кВар
		ВН	НН	ΔP _{х.х}	ΔP _{к.э}					
ТРДН-40/110/6,3	40	115	6,3	36	172	10,5	0,65	34,7	1,4	260

Потери мощности в трансформаторах с расщепленной обмоткой:

$$\Delta P_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_m + n_m \cdot \Delta P_{хх}, \quad (7.15)$$

$$\Delta Q_m = \frac{1}{n_m} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_m + n_m \cdot \frac{I_{хх}\%}{100} \cdot S_m, \quad (7.16)$$

Потери в 2хТРДН - 40000/110/6 тогда будет:

$$\Delta P = \frac{1}{2} \cdot \frac{41^2 + 24^2}{115^2} \cdot 1,4 + 2 \cdot 0,036 = 0,19 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta Q = \frac{1}{2} \cdot \frac{41^2 + 24^2}{115^2} \cdot 34,7 + 2 \cdot \frac{0,65}{100} \cdot 40 = 3,48 \text{ (МВар)},$$

7.7 Определение себестоимости передачи электроэнергии

$$C = \frac{I}{W} \quad (7.16)$$

где: C - себестоимость передачи электроэнергии;

I - издержки;

W - энергия проходящая через подстанцию;

$$W = P \cdot T_{НБ} = 41 \cdot 6000 = 246000 \text{ (МВт} \cdot \text{ч)},$$

где: P - активная мощность проходящая через подстанцию, МВт.

$$P = I_a + I_p + I_{\Delta W} + I_y, \quad (7.18)$$

где I_а - отчисления на амортизацию;

I_р - эксплуатационные расходы и текущий ремонт;

I_т - стоимость потерь электроэнергии;

I_у - отчисления вызванные ущербом от недоотпуска эл.энергии.

Таблица 10.11 - Амортизационные отчисления [32]

	% от К
Отчисления на амортизацию	6,4%
Отчисления вызванные ущербом	0,75%

Отчисления на амортизацию:

$$I_a = a \cdot K, \quad (7.19)$$

$$I_a = 0,064 \cdot 153103 = 9798,6 \text{ (тыс. руб)}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta \text{эл.эн}} = \Delta P \cdot \tau \cdot S, \quad (7.20)$$

где: ΔP - потеря в трансформаторах на п/ст;

S - стоимость потерь электроэнергии равной 120 коп./кВтч. [33].

Отчисления, вызванные недоотпуском электроэнергии:

$$I_y = \beta \cdot K, \quad (7.21)$$

$$I_y = 0,0075 \cdot 153103 = 1148,2 \text{ (тыс. руб)}$$

Таблица 7.12 - Величина издержек

Издержки без учета потерь мощности	Издержки с учетом потерь мощности
9798,6 + 1148,2 + 2971,51 = 13918,31	9798,6 + 2971,51 + 1047 + 1148,2 = 14965,31

Таблица 7.13 – Себестоимость передачи электроэнергии через подстанцию

Издержки без учета потерь мощности	Издержки с учетом потерь мощности
13918,31/123000 = 11,3	14965,31/123000 = 12,1

Определим значение прибыли, которую будем получать:

$$П = W \cdot (T - C), \quad (7.22)$$

где: $П$ - общая прибыль получаемая за прохождение мощности через п/ст;

W - энергия проходящая через подстанцию;

T - трафик электроэнергии принимаем равным 42 коп/кВтч. [33].

$$П = 123000 \cdot (42 - 12,1) = 36777 \text{ (тыс. руб.)}$$

Чистая прибыль или прибыль равна:

$$Н = П - П_n \quad (7.23)$$

где: Н-величина налогов, принимаем равным 25% [34] от общей прибыли.

$$Н - 36777 - 0,25 \cdot 36777 = 27582,7 \text{ (тыс. руб.)}$$

7.8 Срок окупаемости

Срок окупаемости $T_{ок}$ характеризует период времени, в течение которого единовременные капитальные затраты окупаются за счет снижения себестоимости продукции и, поступая в бюджет, возмещают сумму дополнительных капиталовложений, благодаря которым будет реализован проектный вариант.

$$T_{отк} = \frac{E}{I} = \frac{153103}{27582.7} = 5.5 < 6$$

Таблица 7.14 - Экономические показатели подстанции

№ п/п	Наименование показателя	Размерность	Значение
1.	Капитальные затраты	млн.руб.	153,103
2.	Ежегодные издержки	млн.руб.	14,965
3.	Срок окупаемости	года	5,5
4.	Себестоимость передачи без учета потерь электроэнергии	коп./кВт-ч	11,3
5.	Себестоимость передачи с учетом потерь электроэнергии	коп./кВтч	12,1

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Программа NetWORKS v1.3 / Е.В. Бакаленко, А.В. Коржов. - Челябинск: ЮУрГУ, Энергетический факультет, кафедра ЭССиС, 2009.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / по ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / - 7-е изд. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
4. Гайсаров Р.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: справочное пособие к курсовому и дипломному проектированию / Р.В. Гайсаров, А.В. Коржов. - Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2004. - 236 с.
5. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ, / разработаны ОАО «ФСК ЕЭС», ООО ИЦ «Дальние электропередачи», 2010.
6. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Методические указания по применению. Схемные решения, / разработан ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2013.
7. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. - Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2011.-114 с.
8. Электронный источник - <http://www.abb.ru>; режим доступа (Каталог продукции, Высоковольтное оборудование, Выключатели, Выключатели-разъединители, DCB-LTB). Дата обращения: 18.05.2015.
9. Электронный источник - <http://www.vsovuz.com>; режим доступа (Продукция, Вакуумные выключатели, Вакуумные выключатели 6 (10) кВ, ВРС 6). Дата обращения: 18.05.2015.
10. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. - М.: разработан ОАО «ВНИИЭ», 2007
11. Электронный источник - <http://www.abb.ru>; режим доступа (Каталог продукции, Высоковольтное оборудование, Измерительные трансформаторы, Трансформаторы тока, TG). Дата обращения: 18.05.2015.
12. Электронный источник - <http://www.tdtransformator.ru>; режим доступа (Каталог, Измерительные, Тока, 6-35 кВ, ТОЛ-Ю). Дата обращения: 25.05.2015.
13. Электронный источник - <http://etp-perm.ru>; режим доступа (Продукция, Каталог, Кабели контрольные, АКРВГ). Дата обращения: 26.05.2015.
14. Электронный источник - <http://www.abb.ru>; режим доступа (Каталог продукции, Высоковольтное оборудование, Измерительные трансформаторы, Трансформаторы напряжения, ЕМФ). Дата обращения: 18.05.2015.
15. Электронный источник - <http://www.tdtransformator.ru>; режим доступа (Каталог, Измерительные, Напряжения, до 35 кВ, НТМИ-6). Дата обращения: 25.05.2015.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

16. Электронный источник - <http://www.kondensator.su>; режим доступа (Высокочастотное оборудование, высокочастотный заградитель). Дата обращения: 25.05.2015.

17. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ: учебное пособие / М.В. Дмитриев - Санкт-Петербург, 2007. - 57 с.

18. СанПиН 2.2.4.1191.03 - Электромагнитные поля в производственных условиях. - М: Минздрав России, 2003.

19. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. Минстрой РФ. - М., 2003.

20. ГОСТ 12.1.003-89 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. - М., 2000.

21. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. - М., 2001.

22. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования - М., 2003

23. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35- 750 кВ (НТП ПС) - М., 2010.

24. СО 153-34.03.603-2003 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. - М., 2005.

25. СО-153-343.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций - М., 2007.

26. СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений - М., 2005.

27. СанПиН 2.1.7.1322 - 03 - Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления. - М., 2009.

28. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 1989.

29. Сетевые методы планирования и управления: Методические указания к курсовому проекту для студентов приборостроительного факультета / Составители: В.С. Зинкевич, Л.А. Баев, Н.П. Мешковой. / - Челябинск: Изд. ЮУрГУ, 1998.-22с.

30. Белоцерковц В.В. Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий. / В.В. Белоцерковц, Книга 1, Издание. - стр.47.

31. Журнал «Сметное дело». Выпуск №1(53), 2009 г.

32. Положение по бухгалтерскому учету «Учет основных средств», ПБУ6/01.

33. Информация о тарифах на услуги ОАО «Челябинская Электросетевая Компания» на 2015 год.

34. Налог на прибыль организаций (НК РФ) 2014 г.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

ПРИЛОЖЕНИЕ
ПРИЛОЖЕНИЕ А



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ФИЛИАЛ ОАО «СО ЕЭС»
«РЕГИОНАЛЬНОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ»

Россия, 454077, г. Челябинск, ул. Хохрякова, д.2-в
Тел.: (351) 267-41-81, факс: (351) 267-41-15
e-mail: zost@chglzdu.sn-zps.ru

ОКПО 14846657, ОГРН 1027701201352
ИНН 7705454461, К/П 745243001

№ Р62-61-П-2/19.20-И-2219

На № 636/411 от 24.06.2014г.

О токах КЗ.

ЗАО «Электросеть»

Директору обособленного
подразделения

Ю.П. Лукишину

454047, г. Челябинск,
ул. Павленская 2-я д.14
тел: (351) 725-31-04, факс:725-27-07

*Шалунев Е.В. ОРУ
Зав. участка СВ ПТО
Комаровский СВ ЭЭС
Акулов А.Б. РЭА*

Для информации и ред. работы
[Подпись]
07.07.14

Уважаемый Юрий Пестрович!

Величины токов КЗ, выданные Вам Челябинским РДУ письмом № Р62-61-3-19.20-И-1067 от 13.04.2013 г. на запрашиваемых Вами шинах 110-220 кВ подстанций ЗАО «Электросеть» актуальны на 07.2014 г.

В связи с предстоящим включением КРУЭ-220 кВ Челябинской ГРЭС и вводом в работу ПГУ-1,2 Челябинской ГРЭС, а также окончанием реконструкции ОРУ-220, 110 кВ ПС Повометаллургическая сообщаем Вам величины периодических составляющих токов КЗ в сверхпереходном режиме в начальный момент времени на шинах 110-220 кВ запрашиваемых ПС с учетом включения объектов генерации на Челябинской ГРЭС и Южноуральской ГРЭС-2.

Приложение: 1. Таблицы токов КЗ – 5л. в 1 экз.

Первый заместитель директора -
Главный диспетчер

Доманов В.П.

Терентьева И.А.,
267-41-58

596/41
07.07.2014

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР

Лист

69

Нормальный режим № 1:

На ПС 500 кВ Шагол ШСВ-110 кВ, ШСВ-220 кВ отключены,
 На ПС 220 кВ Новометаллургическая ШСВ-110 кВ включен.

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (АО)		
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (п/ф)
793-	U=125.1/-0 КОНВЕРТОРН 110	Z1=0.276+j2.612 27498	Z2=0.276+j2.612 96 10015	Z0=0.129+j1.955 95 10015	95 30046	95
799-	U=239.8/-0 КОНВЕРТОРН-220-1	Z1=1.180+j9.564 14369	Z2=1.180+j9.564 97 4576	Z0=0.924+j10.951 96 4576	96 13729	96
800-	U=239.8/-0 КОНВЕРТОРН-220-2	Z1=1.185+j9.589 14332	Z2=1.185+j9.589 97 4750	Z0=0.772+j9.803 96 4750	96 14251	96
792-	U=125.2/-0 КАШТАК-110	Z1=0.386+j3.104 23102	Z2=0.386+j3.104 97 7523	Z0=0.396+j3.326 97 7523	97 22569	97
786-	U=240.7/-0 КАШТАК-220-1С.Ш.	Z1=1.296+j10.512 13123	Z2=1.296+j10.512 97 3404	Z0=3.441+j19.363 98 3404	98 10211	98
787-	U=240.1/-0 КАШТАК-220-2С.Ш.	Z1=1.043+j9.417 14633	Z2=1.043+j9.417 96 3954	Z0=2.478+j15.934 97 3954	97 11961	97
937-	U=123.5/0 ПЛАВИЛЬНАЯ-110	Z1=0.275+j2.148 32923	Z2=0.275+j2.148 97 9204	Z0=0.567+j3.370 98 9204	98 27612	98
2799-	U=239.8/-0 1С 220КВ ГПП-9	Z1=1.288+j10.165 13514	Z2=1.288+j10.165 97 4264	Z0=1.082+j11.942 96 4264	96 12791	96
2800-	U=239.9/-0 2С 220КВ ГПП-9	Z1=1.292+j10.189 13483	Z2=1.292+j10.189 97 4467	Z0=0.829+j10.435 96 4467	96 13400	96
913-	U=123.7/-0 Н/МЕТАЛ-110	Z1=0.166+j1.885 37755	Z2=0.166+j1.885 95 12911	Z0=0.136+j1.743 95 12911	95 38734	95
1900-	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТГ ПС ГПП12-1С (ЧТЭП-3-ПЛАВИЛЬН-1)	Z1=0.371+j2.489 28360	Z2=0.371+j2.489 98 7749	Z0=0.748+j4.111 99 7749	99 23246	99
1901-	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТГ ПС ГПП12-2С (ЧТЭП-3-ПЛАВИЛЬН-2)	Z1=0.371+j2.489 28360	Z2=0.371+j2.489 98 7760	Z0=0.748+j4.097 99 7760	99 23281	99
	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТГ ПС ГПП16-1С (Н-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ-ТЭЦ ЧМК)	Z1=0.278+j2.21 32035	Z2=0.278+j2.21 97 9638	Z0=0.46 +j2.914 98 9638	98 28910	98
	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТГ ПС ГПП16-2С (Н-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ-ПЛАВИЛЬНАЯ)	Z1=0.266+j2.163 32768	Z2=0.266+j2.163 96 9851	Z0=0.455+j2.856 98 9851	98 29549	98

Нормальный режим № 2:

На ПС 500 кВ Шагол ШСВ-220 кВ отключен, ШСВ-110 кВ выключен,
 На ПС 220 кВ Новометаллургическая ШСВ-110 кВ отключен.

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЭ		Однофазное КЭ(А0)		ЗИ0 (м/ф)
		I1 (мол/фаза)	I2 (мол/фаза)	I1 (мол/фаза)	I2 (мол/фаза)	
793-	U=125.1/-0 КОНВЕРТОРН-110	Z1=0.232+j2.798 25724	Z2=0.232+j2.798 95	Z0=0.127+j1.958 9531 94	Z0=0.127+j1.958 9531 94	28594 94
799-	U=239.8/-0 КОНВЕРТОРН-220-1	Z1=1.176+j9.658 14232	Z2=1.176+j9.658 97	Z0=0.923+j10.954 4548 96	Z0=0.923+j10.954 4548 96	13644 96
800-	U=239.8/-0 КОНВЕРТОРН-220-2	Z1=1.180+j9.681 14199	Z2=1.180+j9.681 97	Z0=0.771+j9.805 4721 96	Z0=0.771+j9.805 4721 96	14162 96
792-	U=125.2/-0 КАШТАК-110	Z1=0.342+j3.272 21962	Z2=0.342+j3.272 96	Z0=0.395+j3.327 7277 96	Z0=0.395+j3.327 7277 96	21830 96
786-	U=240.7/-0 КАШТАК-220-1С.Ш.	Z1=1.288+j10.488 13153	Z2=1.288+j10.488 97	Z0=3.422+j19.315 3412 98	Z0=3.422+j19.315 3412 98	10236 98
787-	U=240.1/-0 КАШТАК-220-2С.Ш.	Z1=1.025+j9.393 14674	Z2=1.025+j9.393 96	Z0=2.474+j15.898 3964 97	Z0=2.474+j15.898 3964 97	21892 97
937-	U=123.5/0 ПЛАВИЛЬНАЯ-110	Z1=0.289+j3.146 22571	Z2=0.289+j3.146 95	Z0=0.524+j3.868 6977 96	Z0=0.524+j3.868 6977 96	20932 96
2799-	U=239.8/-0 1С 220КВ ГПП-9	Z1=1.284+j10.358 13395	Z2=1.284+j10.258 97	Z0=1.081+j11.944 4239 96	Z0=1.081+j11.944 4239 96	12718 96
2800-	U=239.9/-0 2С 220КВ ГПП-9	Z1=1.288+j10.280 13367	Z2=1.288+j10.280 97	Z0=0.828+j10.437 4441 96	Z0=0.828+j10.437 4441 96	13323 96
913-	U=123.7/0 Н-МЕТАЛ-110	Z1=0.307+j3.421 20796	Z2=0.307+j3.421 95	Z0=0.196+j3.335 6997 95	Z0=0.196+j3.335 6997 95	20990 95
1900-	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТН ПС ГПП12-1С (ЧТЭЦ-3-ПЛАВИЛЬН-1)	Z1=0.374+j3.396 20891	Z2=0.374+j3.396 96	Z0=0.706+j4.478 6281 97	Z0=0.706+j4.478 6281 97	18842 97
1901-	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТН ПС ГПП12-2С (ЧТЭЦ-3-ПЛАВИЛЬН-2)	Z1=0.374+j3.396 20891	Z2=0.374+j3.396 96	Z0=0.707+j4.462 6289 97	Z0=0.707+j4.462 6289 97	18868 97
	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТН ПС ГПП16-1С (Н-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ-ТЭЦ ЧМК)	Z1=0.379+j3.591 19773	Z2=0.379+j3.591 95	Z0=0.465+j4.049 6321 96	Z0=0.465+j4.049 6321 96	18952 96
	U=123.7/0 ТЧК ПОДКЛ ОТН ПС ГПП16-2С (Н-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ-ПЛАВИЛЬНАЯ)	Z1=0.358+j3.503 20291	Z2=0.358+j3.503 94	Z0=0.461+j3.965 6476 96	Z0=0.461+j3.965 6476 96	19454 96

Максимальный режим:

На ПС 500 кВ Шагол ШСВ-110 кВ, ШСВ-220 кВ включены,
 На ПС 220 кВ Новометаллургическая ШСВ-110 кВ включен.

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЭ		Однофазное КЭ(А0)		ЗИ0 (м/ф)
		I1 (мол/фаза)	I2 (мол/фаза)	I1 (мол/фаза)	I2 (мол/фаза)	
793-	U=125.1/-0 КОНВЕРТОРН-110	Z1=0.284+j2.589 27734	Z2=0.284+j2.589 96	Z0=0.129+j1.954 10080 95	Z0=0.129+j1.954 10080 95	30241 95

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

799-	U=239.8/-0 КОНВЕРТОРН-220-1	Z1=1.182+j9.550 14389	Z2=1.182+j9.550 97 4580 96	Z0=0.924+j10.950 4580 96 13741 96
800-	U=239.8/-0 КОНВЕРТОРН-220-2	Z1=1.186+j9.575 14352	Z2=1.186+j9.575 97 4755 96	Z0=0.772+j9.801 4755 96 14265 96
792-	U=125.2/-0 КАШТАК-110	Z1=0.392+j3.080 23275	Z2=0.392+j3.080 97 7570 97	Z0=0.394+j3.313 7570 97 22711 97
786-	U=240.6/-0 КАШТАК-220-1С.Ш.	Z1=1.155+j9.342 14757	Z2=1.155+j9.342 97 3749 99	Z0=3.243+j17.950 3749 99 11247 99
787-	U=240.3/-0 КАШТАК-220-2С.Ш.	Z1=0.942+j8.458 16299	Z2=0.942+j8.458 96 4277 98	Z0=2.484+j15.219 4277 98 12832 98
937-	U=123.5/0 ПЛАВИЛЬНАЯ-110	Z1=0.298+j2.034 34687	Z2=0.298+j2.034 98 9472 99	Z0=0.567+j3.369 9472 99 28417 99
2799-	U=239.8/-0 1С 220КВ ВЛН-9	Z1=1.290+j10.152 13531	Z2=1.290+j10.152 97 4267 96	Z0=1.082+j11.940 4267 96 12801 96
2800-	U=239.9/-0 2С 220КВ ВЛН-9	Z1=1.294+j10.176 13500	Z2=1.294+j10.176 97 4471 96	Z0=0.829+j10.434 4471 96 13412 96
913-	U=123.7/-0 Н/МЕТАЛ-110	Z1=0.187+j1.703 41680	Z2=0.187+j1.703 96 13809 96	Z0=0.138+j1.740 13809 96 41426 96
1900-	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТБ ПС ГПП12-1С (ЧТЭС-3-ПЛАВИЛЬНАЯ-1)	Z1=0.393+j2.385 29517	Z2=0.393+j2.385 99 7917 100	Z0=0.748+j4.110 7917 100 23752 100
1901-	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТБ ПС ГПП12-2С (ЧТЭС-3-ПЛАВИЛЬНАЯ-2)	Z1=0.393+j2.385 29517	Z2=0.393+j2.385 99 7930 100	Z0=0.748+j4.096 7930 100 23789 100
	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТБ ПС ГПП16-1С (Н-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ-ТЭС ЧМК)	Z1=0.3 +j2.049 34458	Z2=0.3 +j2.049 98 10064 98	Z0=0.462+j2.912 10064 98 30192 98
	U=123.6/0 ТЧК ПОДКЛ ОТБ ПС ГПП16-2С (Н-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ-ПЛАВИЛЬНАЯ)	Z1=0.288+j2.066 35219	Z2=0.288+j2.066 98 10280 98	Z0=0.456+j2.854 10280 98 30842 98

Минимальный режим (нормальный режим № 1 + для каждой ПС свой режим):

1) Отключены ВЛ-220 кВ Козырево-Конверторная-1,2 цепь, ВЛ-110 кВ ЧТЭС-3-Плавильная-1,2 цепь. Отключен АТ-2 ПС Каштак, заземлены нейтрали трансформаторов Т-1,2 ПС ГПП-6.

Уясл	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (АО)		Z10 (м/ф)
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	
793-	U=122.2/0 КОНВЕРТОРН-110	Z1=2.126+j16.965 4127	Z2=2.126+j16.965 97 1890 97	Z0=0.222+j3.131 1890 97 5671 97		
799-	U=232.2/0 КОНВЕРТОРН-220-1	Z1=7.675+j83.672 1596	Z2=7.675+j83.672 95 662 95	Z0=0.852+j34.412 662 95 1987 95		
800-	U=232.2/0 КОНВЕРТОРН-220-2	Z1=7.675+j84.142 1587	Z2=7.675+j84.142 95 658 95	Z0=0.854+j34.903 658 95 1973 95		
792-	U=122.2/0 КАШТАК-110	Z1=2.320+j17.676 3958	Z2=2.320+j17.676 98 1777 98	Z0=0.456+j4.027 1777 98 5331 98		

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

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР

Лист

72

2) Отключен ШСВ-110 кВ на ПС Новометаллургическая, включен ШСВ-110 кВ на ПС Шагол. Отключены Т-1,2,3 ПС ГПП-9, ВЛ-220 кВ Козырево-Конверторная-1,2 цепь. Отключен блок № 1 ЧТЭЦ-3, АТ-2 ПС Каштак, заземлены нейтрал трансформаторов Т-1,2 ПС ГПП-6.

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЭ		Однофазное КЭ (АО)		ЗТО (м/ф)
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	
U=232,4/0 2799-	ПС 220кВ ГПП-9	Z1=5.344+j54.797 2437 96	Z2=5.344+j54.797 912 95	Z0=1.427+j37.052 912 95	Z0=1.427+j37.052 912 95	2736 95
U=232,4/0 2800-	ПС 220кВ ГПП-9	Z1=5.344+j55.267 2417 96	Z2=5.344+j55.267 903 95	Z0=1.428+j37.543 903 95	Z0=1.428+j37.543 903 95	2710 95

1) Отключен ШСВ-110 кВ на ПС Новометаллургическая, включен ШСВ-110 кВ на ПС Шагол. Отключены Т-1,6 на ТЭЦ ЧМК, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ-3-Плавильная-1,2 цепь

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЭ		Однофазное КЭ (АО)		ЗТО (м/ф)
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	
U=122,9/-0 937-	ПЛАВИЛЬНАЯ 110	Z1=0.258+j6.506 10902 92	Z2=0.258+j6.506 3640 94	Z0=0.712+j6.451 3640 94	Z0=0.712+j6.451 3640 94	10920 94

2) Отключены ВЛ-220 кВ Козырево-Конверторная-1,2 цепь, ВЛ-110 кВ Новометаллургическая-ТЭЦ ЧМК и Новометаллургическая-Плавильная. Отключен АТ-2 ПС Каштак, заземлены нейтрал трансформаторов Т-1,2 ПС ГПП-6.

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЭ		Однофазное КЭ (АО)		ЗТО (м/ф)
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	
U=118,1/0 937-	ПЛАВИЛЬНАЯ-110	Z1=0.463+j7.317 9303 94	Z2=0.463+j7.317 3263 95	Z0=0.775+j6.202 3263 95	Z0=0.775+j6.202 3263 95	9788 95

Отключен ШСВ-110 кВ на ПС Новометаллургическая, включен ШСВ-110 кВ на ПС Шагол. Отключены ВЛ-110 кВ Новометаллургическая-ТЭЦ ЧМК и Новометаллургическая-Плавильная.

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЭ		Однофазное КЭ (АО)		ЗТО (м/ф)
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	
U=126,6/-0 913-	Н/МЕТАЛ-110	Z1=0.101+j8.603 8493 91	Z2=0.101+j8.603 3303 91	Z0=0.044+j4.913 3303 91	Z0=0.044+j4.913 3303 91	9909 91

Отключен ШСВ-110 кВ на ПС Новометаллургическая, включен ШСВ-110 кВ на ПС Шагол. Отключены ВЛ-220 кВ Козырево-Конверторная-1,2 цепь, ВЛ-110 кВ Новометаллургическая-ТЭЦ ЧМК со стор. ПС Новометаллургическая, ВЛ-110 кВ Новометаллургическая-Плавильная со стор. ПС Новометаллургическая, включен блок № 1 ЧТЭЦ-3, Т-1,6 на ТЭЦ ЧМК.

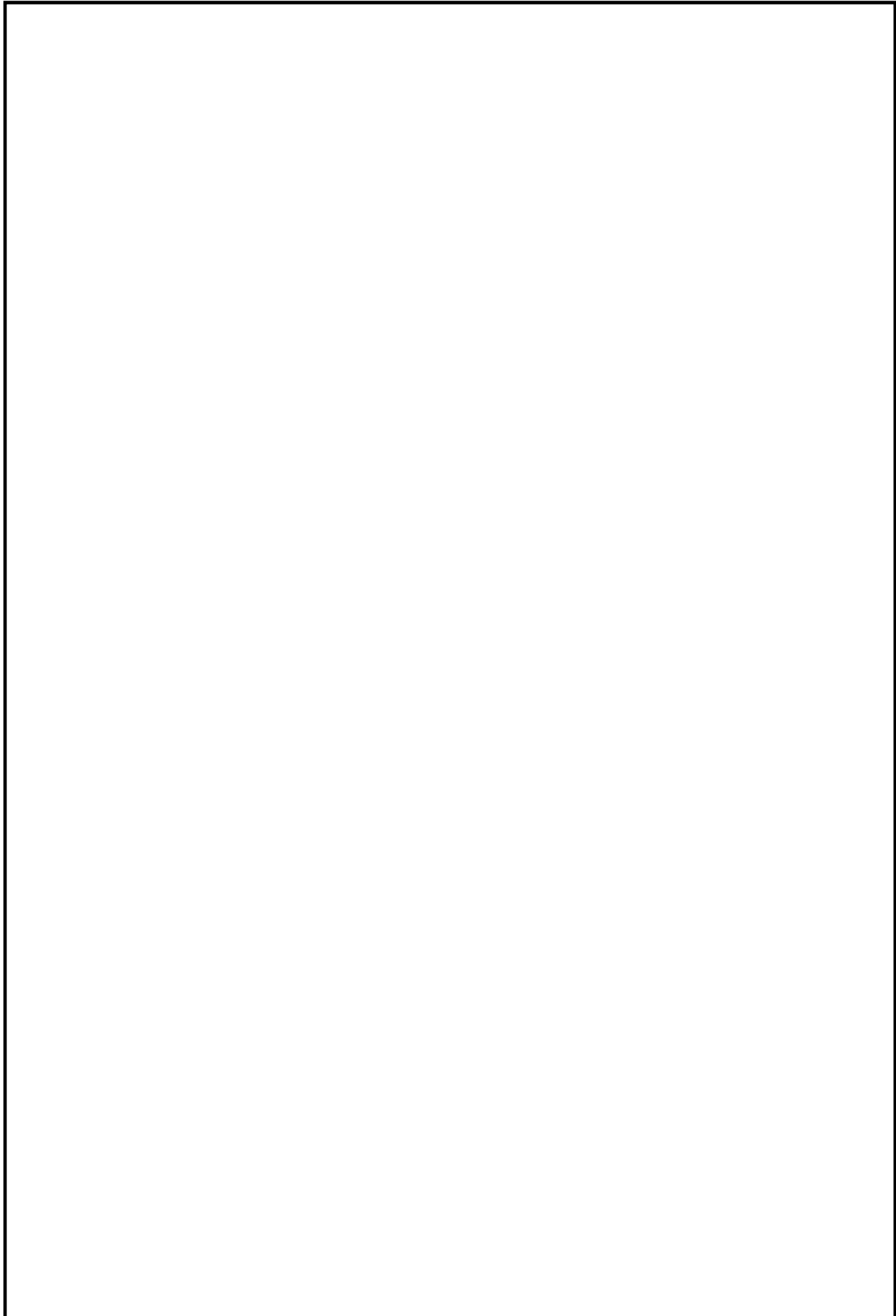
Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЭ		Однофазное КЭ (АО)		ЗТО (м/ф)
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	
U=121,3/0	ТЧК ПОДКЛ ОТ ПС ГПП16-10 (Н-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ-ТЭЦ ЧМК)	Z1=1.263+j10.352 6715 97	Z2=1.263+j10.352 2065 98	Z0=1.984+j12.903 2065 98	Z0=1.984+j12.903 2065 98	6196 98
U=121,4/0	ТЧК ПОДКЛ ОТ ПС ГПП16-20 (Н-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ-ПЛАВИЛЬНАЯ)	Z1=1.168+j9.964 6990 97	Z2=1.168+j9.964 2199 98	Z0=1.852+j11.676 2199 98	Z0=1.852+j11.676 2199 98	6598 98

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

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ ВКР

Лист

73



					ОГУ 260602.65.14 14. 002. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5