

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

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

Проект развития электрических сетей Красноармейского района с реконструкцией
подстанции «Миасская» 110/10кВ.

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2019. 004 ВКР

(код направления, год, номер студенческого билета)

Руководитель, к.т.н. доцент

_____/ К.Е. Горшков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы ПЗ-571

_____/ В.Ю. Щанкин /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, к.т.н. доцент

_____/ К.Е. Горшков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ /И.М. Кирпичникова/
«_____» _____ 201_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Щанкина Владимира Юрьевича

(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ - 571

1. Тема выпускной квалификационной работы

Проект развития электрических сетей Красноармейского района с
реконструкцией подстанции «Миасская» 110/10 кВ.утверждена

приказом по университету от _____ 201_ 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.

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1. Характеристика электрических сетей Красноармейского района

2. Анализ существующей сети

3. Баланс активных и реактивных мощностей

4. Расчет и анализ нормального режима

5. Анализ режимов перспективных нагрузок

6. Характеристика подстанции «Миасская» 110/10 кВ

7. Организация и порядок переключений

8. Заключение

9. Библиографический список

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1) 1) Схема электрической сети Красноармейского района. 2) Схема главных электрических соединений. 3) Конструктивное выполнение ПС «Миасская 110/10 кВ. 4) Карата характерных режимов.

Всего 5 листов

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

АННОТАЦИЯ

Щанкин В.Ю. Проект развития электрических сетей Красноармейского района с реконструкцией подстанции «Миасская» 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2019, 69 с.

Библиография литературы – 9 наименований. 5 листов чертежей ф.А1.

Проект развития Красноармейского района электрических сетей с реконструкцией подстанции «Миасская» 110/10 кВ разработан для сети на перспективу 2024 года.

Расчет режимов сети осуществлен с применением ЭВМ.

Рассмотрена реконструкция ПС «Миасская» 110/10 кВ, с расчетом и выбором оборудования соответствующего современным требованиям.

В качестве специального вопроса, рассмотрен вопрос порядок оперативных переключений.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

Содержание

Аннотация.....	4
Введение.....	7
1.2 Характеристика электрических сетей Красноармейского района.....	8
2. Анализ существующей сети.....	10
2.1 Баланс активных и реактивных мощностей.....	11
2.1.1 Баланс активных мощностей.....	11
2.1.2 Баланс реактивных мощностей.....	13
2.2 Расчет и анализ нормального режима.....	15
2.2.1 Расчет нормального режима.....	15
2.2.2 Расчет аварийного режима.....	17
2.2.3 Анализ работы трансформаторов.....	22
2.2.4 Проверка сети по допустимому напряжению.....	24
2.3 Анализ режимов перспективных нагрузок.....	24
2.3.1 Анализ существующей сети при перспективных нагрузках....	24
2.3.2 Расчет аварийного режима для перспективных нагрузок.....	26
2.3.3 Анализ работы трансформаторов для перспективных нагрузок.....	30
2.3.4 Реконструкция сети.....	32
3. Характеристика подстанции «Миасская» 110/10 кВ.....	33
3.1 Выбор трансформаторов.....	35
3.2 Расчет токов короткого замыкания.....	37
3.3 Выбор оборудования на стороне 110кВ.....	40
3.4 Выбор средств измерения на стороне 110кВ.....	43
3.5 Выбор трансформаторов тока 110кВ.....	44
3.6. Выбор трансформатора напряжения 110кв.....	46
3.7 Выбор ограничителя перенапряжений 110кВ.....	47
3.8 Выбор высокочастотного заградителя на линиях 110кВ.....	48
3.9 Выбор ошиновки 110кВ.....	48
3.10 Выбор оборудования на стороне 10кВ.....	49
3.11 Выбор выключателя 10кВ.....	49

										Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.004.00.00 ВКР					

3.12	Выбор трансформаторов тока во вводах 10кВ.....	51
3.13	Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях и в цепи секционного выключателя 10кВ.....	51
3.14	Выбор трансформатора напряжения в РУ 10кВ.....	53
3.15	Выбор ограничителей перенапряжения на стороне 10кВ.....	54
3.16	Выбор трансформатора собственных нужд.....	54
4.	Организация и порядок переключений.....	56
4.1	Бланк переключений.....	57
4.2	Техника операций с коммутационными аппаратами.....	58
4.3	Последовательность основных операций.....	61
	Заключение.....	63
	Библиографический список.....	64

1.1 Характеристика электрических сетей Красноармейского района

Красноармейский РЭС является структурным подразделением ЦЭС (Центральные электросети) филиал ОАО «Челябэнерго»-ОАО«МРСК Урала» располагается в 37 км восточнее города Челябинска, в райцентре Красноармейского муниципального района, село Миасское.

Предприятие электрических сетей осуществляет оперативное, техническое обслуживание и ремонт закрепленных за ним электроустановок на обслуживаемой территории. Объем электрооборудования представлен в таблице 1.1.

Для обеспечения нормальной работы воздушных линий электропередач проводятся работы по своевременному техническому обслуживанию и ремонту оборудования. Задачи эксплуатации решаются при выполнении следующих условий:

- соблюдение допустимых режимов работы ВЛ по токам нагрузки;
- проведение планово-предупредительных ремонтов;
- проведение измерений и профилактических испытаний;
- ведение технической документации;
- электроснабжение потребителей в соответствии с заключенными договорами ;
- развитие электрических сетей РЭС с применением элементов автоматики;
- обеспечение качества отпускаемой электроэнергии.

Основные функции РЭС

- эксплуатация, ремонт и реконструкция электрических сетей в закрепленной зоне обслуживания;
- оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями РЭС;
- согласовывает проекты новых трасс коммуникаций и проекты производства работ в охранной зоне электроустановок РЭС;
- контролирует объемы, качество и сроки выполнения строительно-монтажных работ, участвует в приемке в эксплуатацию новых объектов электрических сетей;

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.004.00.00 ВКР					

- подготавливает предложения по замене и модернизации оборудования и аппаратуры;
- участвует в расследовании несчастных случаев, аварий и отказов в работе;
- комплектует аварийный запас материалов и оборудования;
- подготавливает технические предложения по оформлению договоров на технологическое присоединение новых потребителей к сетям РЭС;
- подготавливает технические данные для составления актов балансовой принадлежности.

Таблица 1.1 – Объем электрооборудования Красноармейского РЭС

Наименование электроустановок	Количество единиц
Подстанции 110/35/10 кВ, шт.	2
Подстанции 110/10 кВ, шт.	5
Подстанции 35/10 кВ, шт.	8
ТП 10/0,4 кВ, шт.	616
ВЛ – 10 кВ	
Линии на железобетонных опорах, км	543,8
Линии на деревянных опорах с ж/б приставками, км	200,4
Линейные разъединители 10 кВ	89
Отделители 10 кВ	8
Короткозамыкатель 110 кВ	8
Масленный выключатель 35 кВ	40
КРУН – 10 кВ	8
ВЛ – 0,4 кВ	
Линии на железобетонных опорах, км	156
Линии на деревянных опорах с ж/б приставками, км	408,4

2. Анализ существующей сети

Электрическая сеть обеспечивает передачу мощности и энергии от источников питания к потребителям. Режим работы сети характеризуется состоянием сети, конфигурацией прокладки линий, величинами потребляемой и генерируемой мощностей, электрическими параметрами сети. Установившийся режим работы электрической сети является допустимым, если не нарушены ограничения, наложенные на режимные параметры (токи, мощности, напряжения и т.д.), характеризующие работу сети и отдельных ее элементов, а также требования устойчивости ЭЭС.

В зависимости от состояния схемы и ее элементов различают нормальный и послеаварийный режимы. Нормальным режимом является такой установившийся режим, когда схема находится в запланированном состоянии, т.е. все элементы сети работают с запланированными нагрузками. Послеаварийным режимом считается установившийся режим работы сети, возникший в результате аварийного отключения элементов сети.

Расчет установившегося режима электрической сети выполняется для определения:

- загрузки элементов электрической сети, соответствующей пропускной способности;
- расчета потоков мощности;
- уровня напряжений в узлах и мероприятий по обеспечению требуемого уровня;
- значения потерь мощности и энергии для оценки экономичности работы сетей и оценки эффективности мероприятий по снижению потерь.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1 Баланс активных и реактивных мощностей

2.1.1 Баланс активных мощностей

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:

$$\sum P_{\Sigma} = \sum P_n, \quad (1)$$

где $\sum P_{\Sigma}$ - суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_n$ - суммарное потребление мощности.

Баланс активных мощностей составляем для режима максимальных нагрузок существующей сети. Заметим, что баланс активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел передает в рассматриваемую сеть необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе, либо передает её во внешнюю систему при избытке. В нашем случае такими узлами являются шины 110 кВ п/ст. «Козырево»

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_n$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_n$ и трансформаторах $\sum \Delta P_m$:

$$\sum P_n = \sum P_n + \sum \Delta P_n + \Delta P_m. \quad (2)$$

Суммарные потери активной мощности в линиях 110 кВ можно принять 3,5 ... 4,5%, в трансформаторах 1,2 ... 1,5% от мощности всех нагрузок [1].

Потери в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки заданы со стороны шин НН. В нашем случае нагрузки заданы со стороны ВН, т.е. являются приведенными. Нужно

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.004.00.00 ВКР				

учесть потери мощности в трансформаторе только для п/ст. «Бродокалмак-110».

Нагрузки подстанций сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Активные и реактивные нагрузки на подстанциях

№	Навание п/ст	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	tgφ
1	Миасская	8	1,5	0,08
2	Вахрушево	1	0,1	0,1
3	Каясан	11,3	2	0,18
4	Шумово	1,1	0,1	0,09
5	Боровая	0,17	0	0
6	Бродокалмак 110	1,1	0,15	0,14
7	Бродокалмак 35	1,2	0,12	0,1
8	Сугояк	0,69	0,06	0,09
9	Русская Теча	0,24	0	0
10	Теренкуль	0,22	0	0
11	Алабуга	0,47	0,05	0,11
12	Всего:	23,59	3,08	-
13	Козырево (шины 110 кВ)	139	50	0,36
14	Итого:	162,59	53,08	-

Как видно из таблицы собственная нагрузка подстанции Бродокалмак 110 равна $1,1+j0.15$ МВА, кроме того через неё проходит мощность в сеть 35 кВ, рассчитаем эту мощность с помощью программы NetWorks рисунок 1.

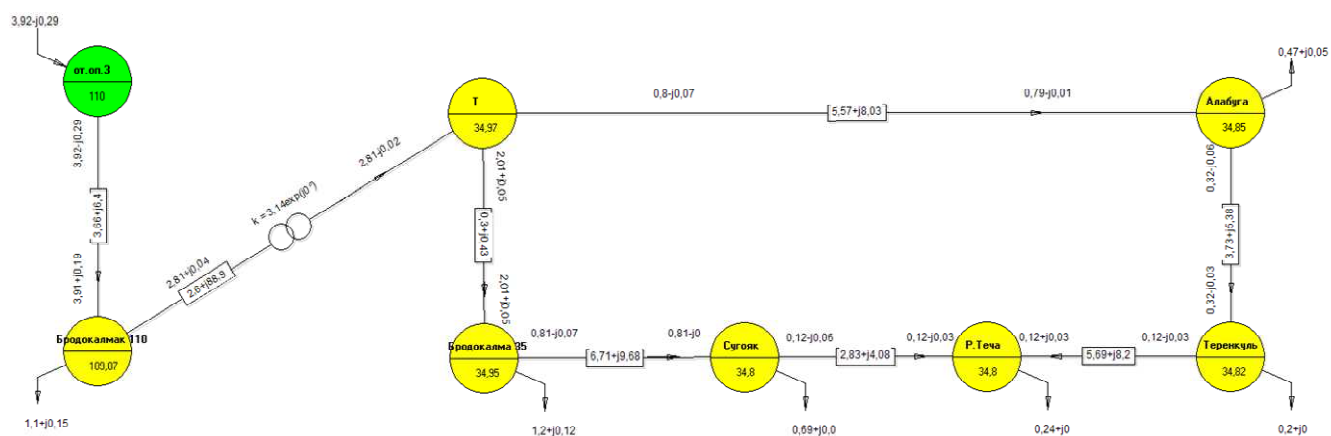


Рисунок 2.1 – Расчет мощности проходящей через п/ст Бродокалмак 110

Через трансформатор п/ст «Бродокалмак 110» проходит мощность 3,91МВт. Следовательно, потери в трансформаторе составляющие 1,5% будут:

$$\sum \Delta P_m = \frac{1,5}{100} \cdot 3,91 = 0,058 \text{ МВт.} \quad (3)$$

Суммарные потери активной мощности в линиях примем 4% от мощности всех нагрузок:

$$\sum \Delta P_n = \frac{4}{100} \cdot 23,59 = 0,94 \text{ МВт.} \quad (4)$$

Т.е., суммарная нагрузка сети составляет:

$$\sum P_n = 162,59 + 0,058 + 0,94 = 163,6 \text{ МВт.} \quad (5)$$

В рассматриваемом районе электрических сетей нет собственных источников активной мощности, поэтому $\sum P_z = 0$.

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой ($-P_{\text{БУ}}$), либо потребляемой ($+P_{\text{БУ}}$) балансирующими узлами:

$$P_{\text{БУ}} = \sum P_z - \sum P_n = 0 - 163,6 = -163,6 \text{ МВт.} \quad (6)$$

Баланс активной мощности обеспечивается за счет обменной мощности 163,6 МВт, генерируемой балансирующим узлом (п/ст «Козырево»).

2.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_{\bar{a}} + \sum Q_{\zeta} \pm Q_c = \sum Q_i, \quad (7)$$

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

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

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

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_n$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta Q_l$ и трансформаторах $\sum \Delta Q_m$.

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 4 ... 6% при 110 кВ, от модуля полной передаваемой по линии мощности. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5 ... 9% от полной мощности, проходящей через трансформатор [1].

Суммарные потери реактивной мощности в линиях примем 5% от полной мощности всех нагрузок:

$$\sum \Delta Q_{л110} = \frac{5}{100} \cdot \sqrt{23,59^2 + 3,08^2} = 1,19 \text{ MVar}. \quad (8)$$

Через трансформатор п/ст «Бродокалмак 110» проходит мощность $3,91 + j0,19$. Следовательно, потери в трансформаторе составляют:

$$\sum \Delta Q_m = \frac{8}{100} \cdot \sqrt{3,91^2 + 0,19^2} = 0,31 \text{ MVar}. \quad (9)$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями Q_3 приблизительно можно брать для одноцепных линий 110 кВ – 30 кВар/км, для линий 35 кВ можно не учитывать согласно [1]. Протяженность ВЛ 110 кВ - 78,24 км.

$$\sum Q_{3110} = 0,03 \cdot 78,24 = 2,35 \text{ MVar}. \quad (10)$$

Собственных источников реактивной мощности в рассматриваемом районе электрических сетей нет.

Обменная реактивная мощность, поступающая из балансирующего узла равна:

$$Q_c = \sum Q_3 - (\sum Q_n + \sum \Delta Q_l + \sum \Delta Q_m) = 2,35 - (53,08 + 0,94 + 0,058) = -51,73 \text{ MVar}.$$

Таким образом, через балансирующий узел в рассматриваемую сеть поступает мощность $163,6 + j51,73$ МВА.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Расчет и анализ нормального режима

2.2.1 Расчет нормального режима

Для расчета установившихся режимов будем использовать программу NetWORKS 1.3

Программа позволяет рассчитывать режимы сетей нескольких классов напряжения. Программа имеет удобный графический интерфейс, высокую наглядность с возможностью представления результатов расчета на схеме сети и удобную систему ввода и корректировки исходной информации. При расчете режима определяются напряжения узлов, токи, потоки. Перед проведением расчета необходимо:

- обозначить все узлы электрической сети;
- для базисного узла определить его номинальное напряжение;
- активные и реактивные нагрузки узлов;
- для линий электропередач выбрать марку провода из приведенного списка, указать длину линии и количество цепей;
- выбрать из приведенного списка марку и количество трансформаторов

Параметры узлов электрической сети сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 - Параметры узлов электрической сети в нормальном режиме

№	Узел	Номинальное напряжение, кВ	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, МВар
1	Козырево (РУ-110 кВ)	110	168	61
2	Вахрушево	110	1,31	0,12
3	Миасская	110	7,8	1,8
4	Каясан	110	13,7	2,4
5	Шумово	110	1,33	0,12
6	Боровое	110	0,21	0,02
7	Бродокалмак - 110	110	1,35	0,2
8	Бродокалмак - 35	35	1,5	0,16
9	Сугояк	35	0,83	0,07

Продолжение таблицы 2.2

10	Русская Теча	35	0,3	0,01
11	Теренкуль	35	0,27	0,01
12	Алабуга	35	0,6	0,07

Параметры линий электропередач и трансформаторов, которые используются для расчета нормального режима максимальных нагрузок, сведен в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 - Параметры линий электропередач и трансформаторов

Тип	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	L, км	Ктр
ЛЭП-110 кВ	Козырево – от.оп.1	0,744	1,3	-32,4	6,1	
	от.оп.1 - Вахрушево	0,23	0,41	-10,1	1,9	
	от.оп.1 - от.оп.2	1,46	2,56	-63,79	12	
	от.оп.2 - Миасская	0,59	1,02	-25,52	4,8	
	от.оп.2 - Каясан	2,23	3,91	-97,23	18,3	
	Козырево - Шумово	3,71	7,64	-49,27	18,2	
	Шумово – от.оп.3	2,07	3,63	-22,59	8,5	
	от.оп.3 - Боровое	2,44	0,43	-2,66	1	
	от.оп.3 – Бродокалмак 110	3,66	6,41	-39,87	15	
ЛЭП-35 кВ	Бродокалмак 110-Бродок. 35	2,44	0,43	-2,66	1	
	Бродокалмак 35 - Сугояк	6,71	9,68	-58,22	22,3	
	Сугояк – Русская Теча	2,83	4,08	-24,54	9,4	
	Русская Теча - Теренкуль	5,69	8,2	-49,35	18,9	
	Теренкуль - Алабуга	3,73	5,38	-32,4	12,4	
	Алабуга – Бродокалмак 35	5,57	8,03	-48,3	18,5	
Тр-р	Бродокалмак 110	2,66	88,9	-	-	3,14

Карта нормального режима минимальных и максимальных нагрузок представлена на рисунке 2.2 и 2.3 соответственно.

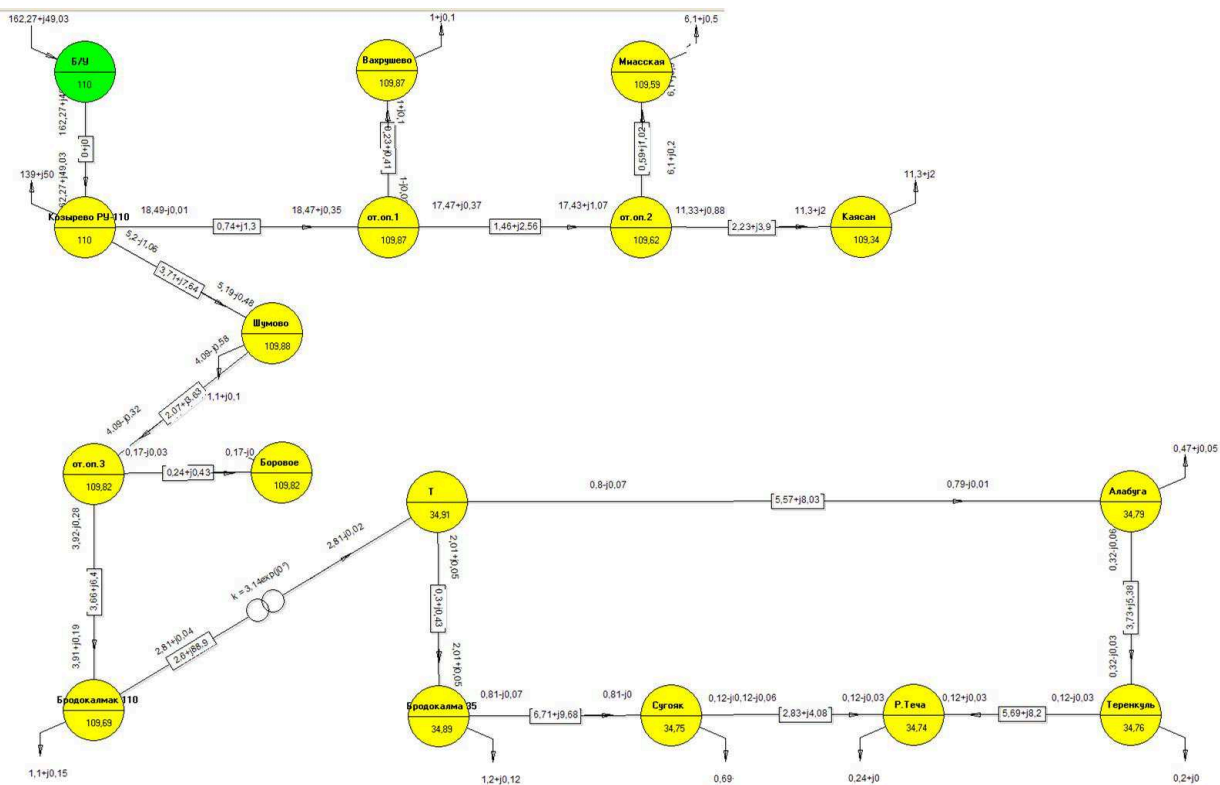


Рисунок 2.2 - Карта нормального режима минимальных нагрузок

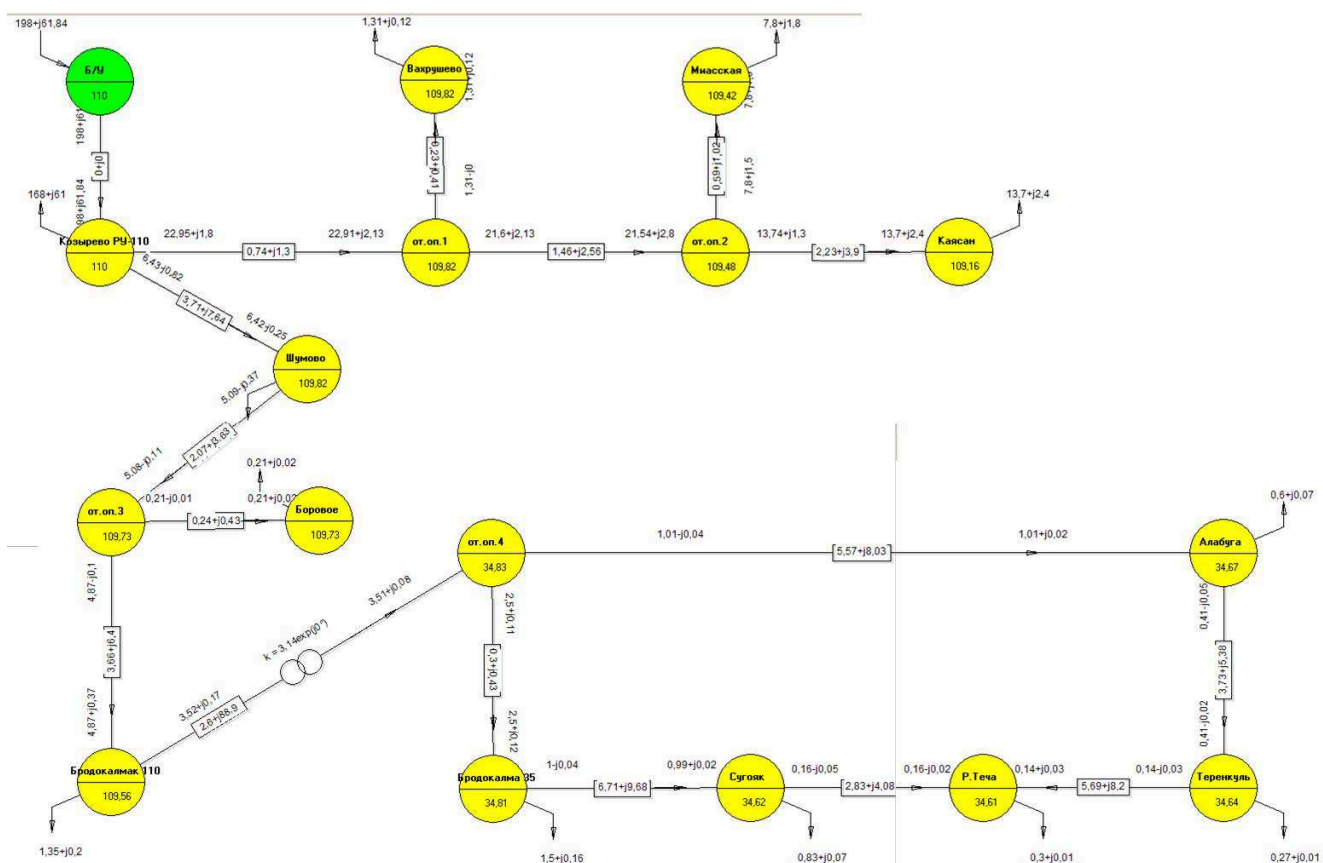


Рисунок 2.3 - Карта нормального режима максимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.004.00.00 ВКР

Лист

17

2.2.2 Расчет аварийного режима

Схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой в случае отключения любой линии или трансформатора сохраняется питание потребителей без ограничения нагрузки с соблюдением нормативного качества электроэнергии.

Расчеты проводятся в программе NetWORKS. Реконструкция в указанной сети необходима, если:

- 1) наибольший ток: $I_{нб.i} \geq I_{доп}$;
- 2) наибольшая потеря напряжения: $\Delta U_{нб.i} \geq \Delta U_{доп}$

Допустимые потери напряжения до конечных пунктов сети определяют по ГОСТ – 13109 – 87 отклонениям на электроприемниках.

При проверке сети по допустимому току необходимо рассмотреть все возможные послеаварийные режимы работы сети.

Исходные данные и погонные параметры проводов сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Погонные параметры проводов

Исходные данные				Параметры линии	
Название линии	Марка провода	Кол-во цепей	Длина, км	г, Ом	х, Ом
Козырево – от.оп.1	АС-120/19	2	6,1	0,744	1,3
от.оп.1 - Вахрушево	АС-120/19	2	1,9	0,23	0,41
от.оп.1 - от.оп.2	АС-120/19	2	12	1,46	2,56
от.оп.2 - Миасская	АС-120/19	2	4,8	0,59	1,02
от.оп.2 - Каясан	АС-120/19	2	18,3	2,23	3,91
Козырево - Шумово	АС-150/24	1	18,2	3,71	7,64
Шумово – от.оп.3	АС-120/19	1	8,5	2,07	3,63
от.оп.3 - Боровое	АС-120/19	1	1	2,44	0,43
от.оп.3 – Бродок. 110	АС-120/19	1	15	3,66	6,41
Брод. 110-Бродок. 35	АС-95/11	1	1	2,44	0,43
Бродок. 35 - Сугояк	АС-95/11	1	22,3	6,71	9,68
Сугояк – Р. Теча	АС-95/11	1	9,4	2,83	4,08
Р. Теча - Теренкуль	АС-95/11	1	18,9	5,69	8,2
Теренкуль - Алабуга	АС-95/11	1	12,4	3,73	5,38
Алабуга – Брод. 110	АС-95/11	1	18,5	5,57	8,03

Для удобства анализа аварийного режима сведем полученные данные в таблицу 2.5.

Таблица 2.5- Аварийный режим

ЛЭП	Бродок. 110- Бродок. 35	Бродок. 35 - Сугояк	Сугояк – Р. Теча	Р. Теча - Теренкуль	Теренкуль - Алабуга
\underline{S} Откл. лин.	$P_1 + jQ_1,$ МВ·А	$P_2 + jQ_2,$ МВ·А	$P_3 + jQ_3,$ МВ·А	$P_4 + jQ_4,$ МВ·А	$P_5 + jQ_5,$ МВ·А
Бродокалмак 110-Бродок. 35	—————	1,5+j0,16	2,34 + j0,16	2,64+j0,15	2,91+j0,11
Бродокалмак 35 - Сугояк	1,51+j0,16	—————	0,83 + j0,07	1,14+j0,05	1,41+j0
Сугояк – Р. Теча	2,36 + j0,18	0,83 + j0,07	—————	0,3 + j0,01	0,57- j0,04
Р. Теча - Теренкуль	2,69 + j0,19	1,14 + j0,05	0,03 + j0,01	—————	0,27 - j0,01
Теренкуль - Алабуга	2,99+j0,07	1,41 + j0,02	0,57 - j0,04	0,27+j0,01	—————
Алабуга – Бродокалмак 110	3,65+j0,3	2,03 + j0,05	1,17- j0,01	0,87+j0,04	0,6 + j0,07
Козырево – от.оп.1	22,98+j2,06	22,98+j2,06	22,98+j2,06	22,98+j2,06	22,98+j2,06
от.оп.1 - Вахрушево	1,31+j0,12	1,31+j0,12	1,31+j0,12	1,31+j0,12	1,31+j0,12
от.оп.1 - от.оп.2	21,6+j2,14	21,6+j2,14	21,6+j2,14	21,6+j2,14	21,6+j2,14
от.оп.2 - Миасская	7,8+j1,8	7,8+j1,8	7,8+j1,8	7,8+j1,8	7,8+j1,8
от.оп.2 - Каясан	13,74+j1,3	13,74+j1,3	13,74+j1,3	13,74+j1,3	13,74+j1,3
Козырево - Шумово	6,4-j0,67	6,4-j0,67	6,4-j0,67	6,4-j0,67	6,4-j0,67
Шумово – от.оп.3	5,07-j0,22	5,07-j0,22	5,07-j0,22	5,07-j0,22	5,07-j0,22
от.оп.3 - Боровое	0.21-j0,01	0.21-j0,01	0.21-j0,01	0.21-j0,01	0.21-j0,01
от.оп.3 – Бродокалмак 110	4,86+j0,05	4,86+j0,05	4,86+j0,05	4,86+j0,05	4,86+j0,05
$I_{нб.,A}$ (ЛЭП-35 кВ)	60,51	33,54	38,62	43,6	48,1
$I_{нб.,A}$ (ЛЭП-110 кВ)	57,16	57,16	57,16	57,16	57,16
$n_c \cdot F_c$ (ЛЭП-35 кВ)	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11
$n_c \cdot F_c$ (ЛЭП-110 кВ)	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19
$I_{доп.,A}$ (ЛЭП-35 кВ)	330	330	330	330	330
$I_{доп.,A}$ (ЛЭП-110 кВ)	390	390	390	390	390

Продолжение таблицы 2.5

ЛЭП	Алабуга – Бродокалмак 110	Козырево – от.оп.1	от.оп.1 - Вахрушево	от.оп.1 - от.оп.2	от.оп.2 - Миасская
\underline{S} Откл. лин.	$P_6 + jQ_6,$ МВ·А	$P_7 + jQ_7,$ МВ·А	$P_8 + jQ_8,$ МВ·А	$P_9 + jQ_9,$ МВ·А	$P_{10} + jQ_{10},$ МВ·А
Бродокалмак 110-Бродок. 35	3,53 + j0,17	2,5 + j0,11	2,5 + j0,11	2,5 + j0,11	2,5 + j0,11
Бродокалмак 35 - Сугояк	2,03 + j0,05	1 - j0,04	1 - j0,04	1 - j0,04	1 - j0,04
Сугояк – Р. Теча	1,18+j0	1,16-j0.05	1,16-j0.05	1,16-j0.05	1,16-j0.05
Р. Теча - Теренкуль	0,87 + j0,01	0,14 + j0,03	0,14 + j0,03	0,14 + j0,03	0,14 + j0,03
Теренкуль - Алабуга	0,6 + j0,07	0,45- j0,05	0,45- j0,05	0,45- j0,05	0,45- j0,05
Алабуга – Бродокалмак 110	————	1.01-j0.04	1.01-j0.04	1.01-j0.04	1.01-j0.04
Козырево – от.оп.1	22,98+j2,06	22,98+j2,06	22,95+j1,86	23+j2,3	22,95+j1,96
от.оп.1 - Вахрушево	1,31+j0,12	1,31+j0,12	1,31+j0,12	1,31+j0,12	1,31+j0,12
от.оп.1 - от.оп.2	21,6+j2,14	21,6+j2,14	21,6+j2,14	21,66+j2,63	21,6+j2,29
от.оп.2 - Миасская	7,8+j1,8	7,8+j1,8	7,8+j1,8	7,8+j1,8	7,8+j1,8
от.оп.2 - Каясан	13,74+j1,3	13,74+j1,3	13,74+j1,3	13,74+j1,31	13,74+j1,3
Козырево - Шумово	6,4-j0,82	6,4-j0,82	6,4-j0,82	6,4-j0,82	6,4-j0,82
Шумово – от.оп.3	5,09-j0,37	5,09-j0,37	5,09-j0,37	5,09-j0,37	5,09-j0,37
от.оп.3 - Боровое	0.21-j0,01	0.21-j0,01	0.21-j0,01	0.21-j0,01	0.21-j0,01
от.оп.3 – Бродокалмак 110	4,86+j0,05	4,86+j0,05	4,86+j0,05	4,86+j0,05	4,86+j0,05
I _{нб.} ,А (ЛЭП-35 кВ)	58,36	41,5	41,5	41,5	41,5
I _{нб.} ,А (ЛЭП-110 кВ)	57,16	57,26	57,2	57,18	57,24
n _c ·F _c (ЛЭП-35 кВ)	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11
n _c ·F _c (ЛЭП-110 кВ)	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19
I _{доп.} ,А(ЛЭП-35 кВ)	330	330	330	330	330
I _{доп.} ,А(ЛЭП-110 кВ)	390	390	390	390	390

Продолжение таблицы 2.5

ЛЭП	от.оп.2 - Каясан	Козырево - Шумово	Шумово – от.оп.3	от.оп.3 – Бродокалмак 110
\underline{S} Откл. лин.	$P_{11} + jQ_{11},$ МВ·А	$P_{12} + jQ_{12},$ МВ·А	$P_{13} + jQ_{13},$ МВ·А	$P_{15} + jQ_{15},$ МВ·А
Бродокалмак 110-Бродок. 35	3,53 + j0,17	2,11 + j0,11	1,14 + j0,14	0,99 + j0,19
Бродокалмак 35 - Сугояк	2,03 + j0,05	3,68 + j0,31	2,64 + j0,02	2,52 + j0,33
Сугояк – Р. Теча	1,18+j0	2,01+j0.08	1,62-j0.04	1.55+j0.11
Р. Теча - Теренкуль	0,87 + j0,01	1,7 + j0,09	1,31 - j0,03	1,25+j0.1
Теренкуль - Алабуга	0,6 + j0,07	1,42 + j0,12	1,03 + j0,05	0,97 + j0,14
Алабуга – Бродокалмак 110	1.01-j0.04	0.81-j0.13	0.43+j0.03	0,37 + j0,16
Козырево – от.оп.1	22,98+j2,06	22,98+j2,06	22,98+j2,06	22,98+j2,06
от.оп.1 - Вахрушево	1,31+j0,12	1,31+j0,12	1,31+j0,12	1,31+j0,12
от.оп.1 - от.оп.2	21,64+j2,14	21,64+j2,14	21,64+j2,14	21,64+j2,14
от.оп.2 - Миасская	7,8+j1,8	7,8+j1,8	7,8+j1,8	7,8+j1,8
от.оп.2 - Каясан	13,74+j1,3	13,74+j1,3	13,74+j1,3	13,74+j1,3
Козырево - Шумово	6,4-j0,82	-----	1.33-j0.47	1.54-j0.73
Шумово – от.оп.3	5,09-j0,37	1,33+j0,12	-----	0.21-j0.01
от.оп.3 - Боровое	0.21-j0,01	0.21-j0,01	0.21-j0.01	0.21-j0.01
от.оп.3 – Бродокалмак 110	4,86+j0,05	1,54-j0,61	0.21-j0.01	-----
$I_{нб.}, A$ (ЛЭП-35 кВ)	41,5	60,74	44,22	42,3
$I_{нб.}, A$ (ЛЭП-110 кВ)	57,21	57,16	57,16	57,16
$n_c \cdot F_c$ (ЛЭП-35 кВ)	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11
$n_c \cdot F_c$ (ЛЭП-110 кВ)	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19
$I_{доп.}, A$ (ЛЭП-35 кВ)	330	330	330	330
$I_{доп.}, A$ (ЛЭП-110 кВ)	390	390	390	390

13.03.02.2019.004.00.00 ВКР

Лист

21

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Наибольшие послеаварийные токи не превышают допустимых значений, напряжение лежит в пределах допустимых норм, реконструкцию проводить не надо.

2.2.3 Анализ работы трансформаторов

Необходимость в реконструкции подстанции возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения. Согласно ГОСТ 14209 – 97 аварийную перегрузку трансформаторов $K_{ав}$ рекомендуется принимать равной 140% на время максимума, продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток, при этом коэффициент загрузки $K_з$ в нормальном режиме работы трансформатора зависит от количества трансформаторов, установленных на подстанции.

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

$$\frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк}) \cdot S_m} \leq k_{ав} . \quad (11)$$

Здесь n_m, S_m - количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции; $n_{отк}$ - количество отключенных трансформаторов.

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

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме $\underline{S}_{нб} = \kappa_m \cdot \underline{S}_{н(макс)}$, где κ_m - коэффициент совмещения максимума.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

При проектировании можно принять $\kappa_m = 1$, $\underline{S}_{н_рез} = 0$.

Определим загрузку трансформаторов в нормальном и аварийном режимах (при отключении одного из трансформаторов). Результаты расчета сведем в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 - Загрузка трансформаторов

№ п/п	Название п/ст	Количество и тип трансформаторов	Загрузка			Коэффициенты загрузки	
			P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	Норм. режим	Ав. режим
1	Вахрушево	2хТМН-6,3	1,31	0,12	1,32	0,1	0,21
2	Миасская	ТМТН-6,3 ТМН-6,3	7,8	1,8	8	0,64	1,27
3	Каясан	2хТРДН-40	13,7	2,4	13,91	0,17	0,35
4	Шумово	2хТМН-6,3	1,33	0,12	1,34	0,11	0,21
5	Боровое	ТМН-6,3	0,21	0,02	0,21	0,03	-
6	Бродокалмак - 110	ТМТН-16	4,85	0,52	4,88	0,31	-
7	Бродокалмак - 35	2хТМН-1,8	1,5	0,16	1,51	0,42	0,84
8	Сугояк	2хТМН-1,6	0,83	0,07	0,83	0,26	0,52
9	Русская Теча	ТМН-2,5	0,3	0,01	0,30	0,12	-
10	Теренкуль	ТМН-2,5	0,27	0,01	0,27	0,11	-
11	Алабуга	2хТМН-4	0,6	0,07	0,60	0,08	0,15

На п/ст «Бродокалмак - 110» установлен один трансформатор, что недопустимо с точки зрения надежности электроснабжения потребителей. Потребители «Бродокалмак-110» относятся ко 2-ой категории по надежности электроснабжения. Поэтому на этой подстанции требуется установка второго трансформатора ТМТН - 16000/110/35.

Загрузка остальных трансформаторов данной электрической сети соответствует допустимым пределам.

2.2.4 Проверка сети по допустимому напряжению

Допустимое напряжение на подстанции должно находиться в пределах $\pm 5\%$ от номинального; для подстанций с РПН допускается напряжение в пределах $\pm 15\%$ от номинального [1].

В сети 110 кВ минимальное напряжение на п/ст «Каясан» - 109,18 кВ, в сети 35 кВ минимальное напряжение на п/ст «Русская Теча» - 34,61 кВ.

2.3 Анализ режимов перспективных нагрузок

2.3.1 Анализ существующей сети при перспективных нагрузках

Одной из задач оптимизации развития ЭЭС является прогнозирование нагрузок и электропотребления.

От правильной оценки электрических нагрузок зависит рациональность схемы электроснабжения и всех ее элементов. Не учет роста электрических нагрузок может привести к нарушению режима работы электрической сети в будущем, и возможной перегрузке элементов сети.

Прогнозирование нагрузок потребителей района электрических сетей, рассматриваемого в данном дипломном проекте, выполним с помощью формулы сложных процентов:

$$S_p = S_0 \cdot (1 + \alpha)^t, \quad (12)$$

где S_p - нагрузка на прогнозируемый год;

S_0 - исходная нагрузка (максимальная нагрузка в нормальном режиме);

α - темп ежегодного прироста нагрузки, примем 4%;

t – прогнозируемый период, год.

Максимальные электрические нагрузки определим на расчетное время 5 лет. Коэффициент годового роста максимальных нагрузок равен 0,1 .

В качестве исходных нагрузок будем использовать существующие нагрузки.

При заданных значениях перспективные нагрузки будут вычисляться следующим образом:

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$S_{\delta} = S_0 \cdot (1 + 0,04)^5 = S_0 \cdot 1,22.$$

Величины перспективных нагрузок представим в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Перспективные нагрузки сети

№	Узел	Номинальное напряжение, кВ	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, МВар
1	Вахрушево	110	1,57	0,14
2	Миасская	110	9,36	2,16
3	Каясан	110	16,44	2,88
4	Шумово	110	1,60	0,14
5	Боровое	110	0,25	0,02
6	Бродокалмак - 110	110	1,62	0,24
7	Бродокалмак - 35	35	1,80	0,19
8	Сугояк	35	1,00	0,08
9	Русская Теча	35	0,36	0,01
10	Теренкуль	35	0,32	0,01
11	Алабуга	35	0,72	0,08
	Всего:		35,04	5,98
12	Козырево (РУ-110 кВ)	110	201,60	73,20
	Всего:		236,64	79,18

Рассчитаем режим перспективных нагрузок и представим его на рисунке 2.4.

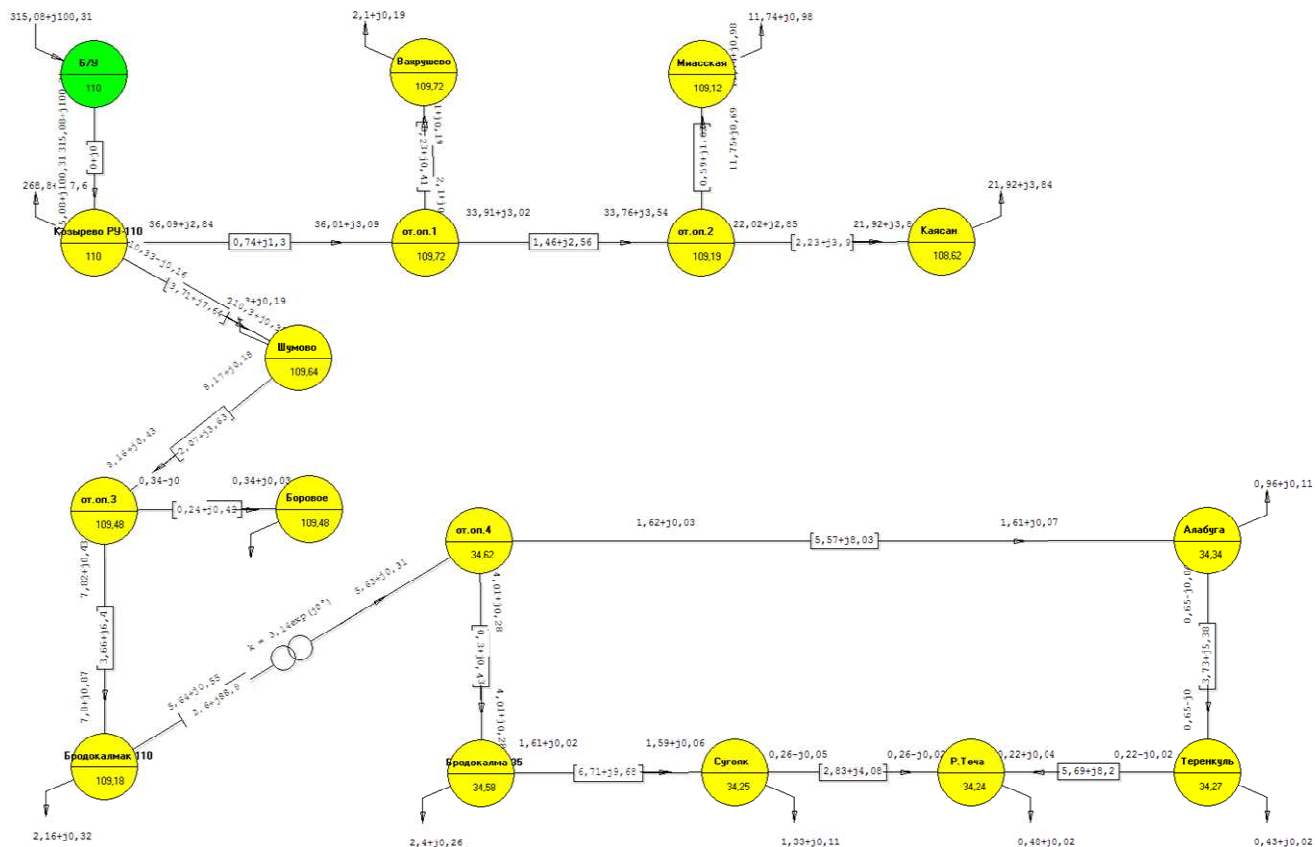


Рисунок 2.4 - Карта режима перспективных нагрузок

2.3.2 Расчет аварийного режима для перспективных нагрузок

Схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой в случае отключения любой линии или трансформатора сохраняется питание потребителей без ограничения нагрузки с соблюдением нормативного качества электроэнергии.

Расчеты проводятся в программе NetWORKS. Реконструкция в указанной сети необходима, если:

- 1) наибольший ток: $I_{нб.i} \geq I_{доп}$;
- 2) наибольшая потеря напряжения: $\Delta U_{нб.i} \geq \Delta U_{доп}$.

Допустимые потери напряжения до конечных пунктов сети определяют по ГОСТ – 13109 – 87 отклонениям на электроприемниках.

При проверке сети по допустимому току необходимо рассмотреть все возможные послеаварийные режимы работы сети.

Таблица 2.8- Аварийный режим

ЛЭП	Бродок. 110- Бродок. 35	Бродок. 35 - Сугояк	Сугояк – Р. Теча	Р. Теча - Теренкуль	Теренкуль - Алабуга
\underline{S} Откл. лин.	$P_1 + jQ_1,$ МВ·А	$P_2 + jQ_2,$ МВ·А	$P_3 + jQ_3,$ МВ·А	$P_4 + jQ_4,$ МВ·А	$P_5 + jQ_5,$ МВ·А
Бродокалмак 110-Бродок. 35	————	1.8+j0.19	2.81+j0.21	3.17+j0.2	3.5+j0.16
Бродокалмак 35 - Сугояк	1.82+j0.16	————	1.01+j0.02	1.37+j0.01	1.7-j0.03
Сугояк – Р. Теча	2.84+j0.24	1+j0.06	————	0.36+j0.02	0.68-j0.06
Р. Теча - Теренкуль	3.26+j0.28	1.37+j0.02	0.36-j0.05	————	0.32-j0.05
Теренкуль - Алабуга	3.62+j0.32	1.7+j0.01	0.68+j0.07	0.32+j0.03	————
Алабуга – Бродокалмак 110	4.43+j0.47	2.45+j0.07	1.41-j0.04	1.05+j0	0.72+j0.03
Козырево – от.оп.1	27,56+j2,76	27,56+j2,76	27,56+j2,76	27,56+j2,76	27,56+j2,76
от.оп.1 - Вахрушево	1,57+j0,02	1,57+j0,02	1,57+j0,02	1,57+j0,02	1,57+j0,02
от.оп.1 - от.оп.2	25,95+j3,06	25,95+j3,06	25,95+j3,06	25,95+j3,06	25,95+j3,06
от.оп.2 - Миасская	9,37+j1,86	9,37+j1,86	9,37+j1,86	9,37+j1,86	9,37+j1,86
от.оп.2 - Каясан	16,49+j1,81	16,49+j1,81	16,49+j1,81	16,49+j1,81	16,49+j1,81
Козырево - Шумово	7.95-j0.28	7.76-j0.52	7.75-j0.56	7.73-j0.58	7.73-j0.58
Шумово – от.оп.3	6.33+j0.13	6.14-j0.1	6.11-j0.16	6.13-j0.14	6.11-j0.16
от.оп.3 - Боровое	0.25-j0.01	0.25-j0.01	0.25-j0.01	0.25-j0.01	0.25-j0.01
от.оп.3 – Бродокалмак 110	6.07+j0.4	5.89-j0.17	5.85-j0.11	5.87-j0.15	5.85-j0.11
$I_{нб.}, A$ (ЛЭП-35 кВ)	102,84	63,54	68,62	70,87	78,22
$I_{нб.}, A$ (ЛЭП-110 кВ)	98,41	98,41	98,41	98,41	98,41
$n_c \cdot F_c$ (ЛЭП-35 кВ)	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11
$n_c \cdot F_c$ (ЛЭП-110 кВ)	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19
$I_{доп.}, A$ (ЛЭП-35 кВ)	330	330	330	330	330
$I_{доп.}, A$ (ЛЭП-110 кВ)	390	390	390	390	390

Продолжение таблицы 2.8

ЛЭП	Алабуга – Бродокалмак 110	Козырево – от.оп.1	от.оп.1 - Вахрушево	от.оп.1 - от.оп.2	от.оп.2 - Миасская
\underline{S} Откл. лин.	$P_6 + jQ_6,$ МВ·А	$P_7 + jQ_7,$ МВ·А	$P_8 + jQ_8,$ МВ·А	$P_9 + jQ_9,$ МВ·А	$P_{10} + jQ_{10},$ МВ·А
Бродокалмак 110-Бродок. 35	4.25+j0.25	3+j0.16	3+j0.16	3+j0.16	3+j0.16
Бродокалмак 35 - Сугояк	2.45+j0.05	1.2-j0.03	1.2-j0.03	1.2-j0.03	1.2-j0.03
Сугояк – Р. Теча	1.41-j0.01	0.19-j0.05	0.19-j0.05	0.19-j0.05	0.19-j0.05
Р. Теча - Теренкуль	1.05+j0.01	0.17+j0.03	0.17+j0.03	0.17+j0.03	0.17+j0.03
Теренкуль - Алабуга	0.72+j0.05	0.49-j0.05	0.49-j0.05	0.49-j0.05	0.49-j0.05
Алабуга – Бродокалмак 110	————	1.21+0.03	1.21+0.03	1.21+0.03	1.21+0.03
Козырево – от.оп.1	27,56+j2,76	27,61+j3,06	27,56+j2,83	27,65+j3,31	27,57+j2,93
от.оп.1 - Вахрушево	1,57+j0,02	1,57+j0,02	1,57+j0,08	1,57+j0,02	1,57+j0,02
от.оп.1 - от.оп.2	25,95+j3,06	25,95+j3,07	25,95+j3,06	26,03+j3,6	25,95+j3,22
от.оп.2 - Миасская	9,37+j1,86	9,37+j1,86	9,37+j1,86	9,37+j1,86	9,37+j2,02
от.оп.2 - Каясан	16,49+j1,81	16,49+j1,82	16,49+j1,81	16,5+j1,82	16,49+j1,81
Козырево - Шумово	7.76-j0.53	7.73-j0.64	7.73-j0.64	7.73-j0.64	7.73-j0.64
Шумово – от.оп.3	6.14-j0.11	6.11-j0.22	6.11-j0.22	6.11-j0.22	6.11-j0.22
от.оп.3 - Боровое	0.25-j0.01	0.25-j0.01	0.25-j0.01	0.25-j0.01	0.25-j0.01
от.оп.3 – Бродокалмак 110	5.89+j0.16	5.85+j0.05	5.85+j0.05	5.85+j0.05	5.85+j0.05
$I_{нб.}, A$ (ЛЭП-35 кВ)	95,37	67,1	67,1	67,1	67,1
$I_{нб.}, A$ (ЛЭП-110 кВ)	98,41	145,88	98,43	187,46	98,49
$n_c \cdot F_c$ (ЛЭП-35 кВ)	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11
$n_c \cdot F_c$ (ЛЭП-110 кВ)	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19
$I_{доп.}, A$ (ЛЭП-35 кВ)	330	330	330	330	330
$I_{доп.}, A$ (ЛЭП-110 кВ)	390	390	390	390	390

Продолжение таблицы 2.8

ЛЭП	от.оп.2 - Каясан	Козырево - Шумово	Шумово – от.оп.3	от.оп.3 – Бродокалмак 110
\underline{S}	$P_{11} + jQ_{11},$ МВ·А	$P_{12} + jQ_{12},$ МВ·А	$P_{13} + jQ_{13},$ МВ·А	$P_{15} + jQ_{15},$ МВ·А
Откл. лин.				
Бродокалмак 110-Бродок. 35	3+j0.16	2.93+j0.89	1.76+j0.2	1.58+j0.45
Бродокалмак 35 - Сугояк	1.2-j0.03	5.51+j1.34	4.27+j0.53	4.08+j0.78
Сугояк – Р. Теча	0.19-j0.05	3.07+j0.52	2.58+j0.2	2.51+j0.3
Р. Теча - Теренкуль	0.17+j0.03	2.57+j0.5	2.08+j0.19	2.01+j0.29
Теренкуль - Алабуга	0.49-j0.05	2.11+j0.49	1.63+j0.2	1.56+j0.3
Алабуга – Бродокалмак 110	1.21+0.03	1.13+j0.4	0.66+j0.12	0.59+j0.22
Козырево – от.оп.1	27,62+j3,44	27,56+j2,76	27,56+j2,76	27,56+j2,76
от.оп.1 - Вахрушево	1,57+j0,02	1,57+j0,02	1,57+j0,02	1,57+j0,02
от.оп.1 - от.оп.2	26+j3,73	25,95+j3,06	25,95+j3,06	25,95+j3,06
от.оп.2 - Миасская	9,37+j1,86	9,37+j1,86	9,37+j1,86	9,37+j1,86
от.оп.2 - Каясан	16,55+j2,49	16,49+j1,81	16,49+j1,81	16,49+j1,81
Козырево - Шумово	7.73-j0.64	-----	1.6-j0.45	1.85-j0.71
Шумово – от.оп.3	6.11-j0.22	1.85-j0.43	-----	0.25+j0.02
от.оп.3 - Боровое	0.25-j0.01	1.6-j0.05	0.25-j0.42	0.25+j0.02
от.оп.3 – Бродокалмак 110	5.85+j0.05	1.6-j0.07	0.25-j0.42	-----
$I_{нб.,A}$ (ЛЭП-35 кВ)	67,1	103,95	72,03	68,6
$I_{нб.,A}$ (ЛЭП-110 кВ)	98,94	57,16	57,16	98,42
$n_c \cdot F_c$ (ЛЭП-35 кВ)	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11	АС-95/11
$n_c \cdot F_c$ (ЛЭП-110 кВ)	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19
$I_{доп,A}$ (ЛЭП-35 кВ)	330	330	330	330
$I_{доп,A}$ (ЛЭП-110 кВ)	390	390	390	390

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.004.00.00 ВКР

Лист

29

2.3.3 Анализ работы трансформаторов для перспективных нагрузок

Необходимость в реконструкции подстанции возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения. Согласно ГОСТ 14209 – 97 аварийную перегрузку трансформаторов $k_{ав}$ рекомендуется принимать равной 140% на время максимума, продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток, при этом коэффициент загрузки K_3 в нормальном режиме работы трансформатора зависит от количества трансформаторов, установленных на подстанции.

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

$$\frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк}) \cdot S_m} \leq k_{ав}. \quad (13)$$

Здесь n_m, S_m - количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции; $n_{отк}$ - количество отключенных трансформаторов.

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

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме $\underline{S}_{нб} = \kappa_m * \underline{S}_{н(макс)}$, где κ_m - коэффициент совмещения максимума.

При проектировании можно принять $\kappa_m = 1$, $\underline{S}_{н_рез} = 0$.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

2.3.4 Реконструкция сети

Как видно из вышеприведенного анализа, существующая сеть требует реконструкции в перспективном режиме.

Снижение напряжения ниже допустимых норм при максимальных перспективных нагрузках на подстанциях не наблюдается. Наибольший послеаварийный ток не превышает допустимых значений на ЛЭП в сетях 35 кВ и 110 кВ.

Определив перспективную загрузку трансформаторов в нормальном и аварийном режимах (при отключении одного из трансформаторов), выяснилось, что на подстанции «Миасская» необходима установка более мощных трансформаторов. Данная подстанция является источником потребителей 2-й категории поэтому необходима её реконструкция, т.к. установленное оборудование морально и физически устарело и не отвечает тем требованиям, которые предъявляют потребители для обеспечения бесперебойного питания их предприятий.

Для поддержания допустимого режима на перспективу предлагаю демонтировать п/ст «Бродокалмак-35», потребителей со стороны 10 кВ и 35 кВ перевести на п/ст «Бродокалмак-110», для этого произвести надстройку 35 кВ и 10 кВ на данной подстанции. Потребуется установка еще одного трансформатора ТМТН -16000 110/35/10 кВ и реконструкция распределительных устройств.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

3. Характеристика подстанции «Миасская» 110/10 кВ

Подстанция 110/10 кВ «Миасская» имеет схему два блока без выключателей и не автоматической перемычкой со стороны линий. Данная подстанция является ответвительной от двух цепной линии Козырево – Каясан. Главная электрическая схема п/ст «Миасская» показана на рисунке 3.1.

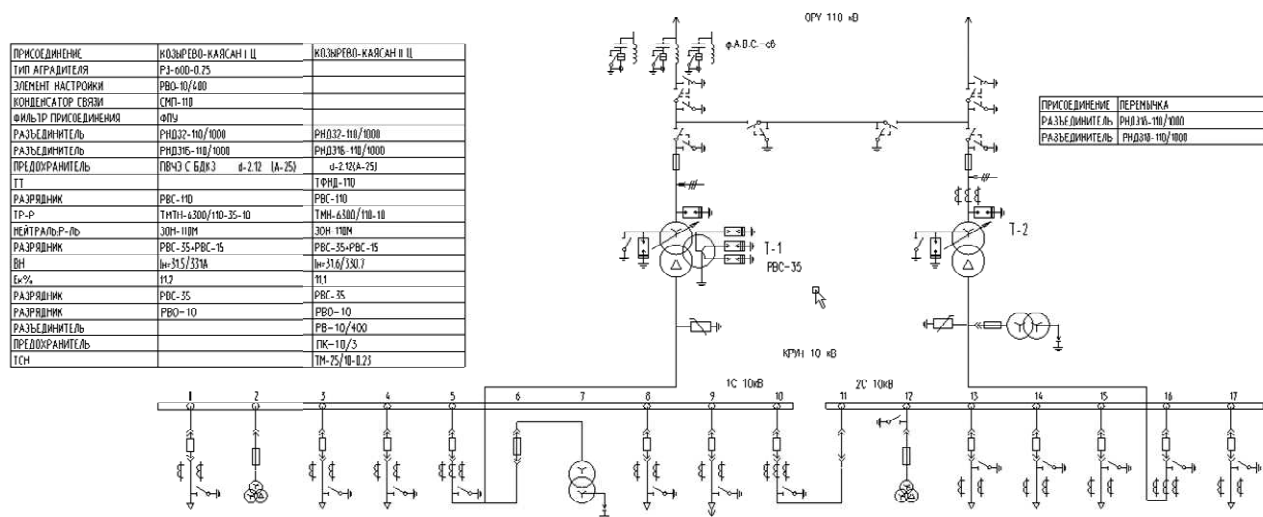


Рисунок 3.1 – Главная электрическая схема п/ст «Миасская»

Подстанция 110/10 кВ «Миасская» расположена в центральной части Красноармейского района электрических сетей и предназначена для электроснабжения бытовых потребителей, а так же для питания малых предприятий. Суммарная нагрузка, подключенная к шинам подстанции, составляет 9,61 МВА. На подстанции установлены два трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый, что не позволяет без ограничений потребляемой мощности отключать один из трансформаторов для выполнения работ по техническому обслуживанию оборудования подстанции и питающих линий электропередач, поэтому необходимо установить трансформаторы большей мощности.

В настоящее время на подстанции эксплуатируются:

- ОРУ 110 кВ по блочной схеме с неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- КРУН – 10 кВ;

- на напряжении 10 кВ подключен трансформатор собственных нужд мощностью 25 кВА.

Подстанция 110 кВ «Миасская» введена в эксплуатацию в 1976 году. На подстанции установлено следующее оборудование:

- два трансформатора типа:
ТМТН – 6300/110/35/10 кВ;
ТМН – 6300/110/10 кВ;
ОРУ 110 кВ:
- разъединители РНД32-110/1000;
- разъединители РНД31Б-110/1000;
- разрядники РВС-110.
- предохранитель ПВЧЭ с БДКЗ
- Трансформатор тока ТФНД-110
КРУН – 10 кВ:
- разъединитель РВ-10/400
- разрядники РВО – 10;
- предохранители ПК – 10/3.

Релейная защита и автоматика подстанции 110/10 кВ «Миасская» создавалась и развивалась по мере строительства и расширения подстанции. Она характеризуется большой разнотипностью устройств РЗА, которые в основном построены на электромеханических реле.

Анализ существующего состояния подстанции позволяет отметить следующее:

- на подстанции установлено разнотипное высоковольтное оборудование, выработавшее свой ресурс и морально устаревшее;
- имеются сложности в комплектации запасных частей для физически и морально устаревшего оборудования, снятого с производства заводами-изготовителями;

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

- физически устарели кабели, в неудовлетворительном состоянии находятся кабельные каналы;
- физически и морально устарели устройства релейной защиты и автоматики;
- трансформаторы 110/10 кВ 6,3 МВА находятся в удовлетворительном состоянии;

Анализ состояния электротехнического оборудования показывает, что для повышения надежности, улучшения условий эксплуатации требуется техническое перевооружение подстанции.

На подстанции будем устанавливать оборудование фирмы «ABB». Компания АBB отвечает следующим требованиям потребителей её продукции:

- быстрая реакция и скорое время доставки;
- надежность и безопасность;
- низкие общие затраты;
- огромные вложения в науку и разработки;
- сертификаты качества ISO 9001 и 14001;
- эффективная отработанная система доставки оборудования;
- гибкая производственная технология.

При выборе оборудования, будем стремиться к его однотипности, облегчая тем самым условия монтажа и эксплуатации. К установке будем принимать элегазовое оборудование.

3.1 Выбор трансформаторов

На электрических станциях и подстанциях устанавливаются трехфазные трансформаторы и автотрансформаторы, в ряде случаев по технической необходимости устанавливают трехфазные группы из однофазных трансформаторов. При проектировании и эксплуатации электрических станций и п/ст принципиально важное значение имеет выбор мощности силовых трансформаторов с учетом их нагрузочной способности и повышение эффективности их использования. Согласно ГОСТ 14209 – 89 аварийную

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

перегрузку трансформаторов ($k_{ав}$) примем равной 140% на время максимума, продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток.

В Красноармейском районе потребители 2-й категории надежности, то при выборе трансформаторов на подстанции необходимо рассмотреть все возможные послеаварийные ситуации.

Надежное электроснабжение обеспечится, если:

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк}) \cdot S_T} \leq k_{ав}, \quad (14)$$

где n_T , S_T – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции; $n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов; $S_{ав} = S_{нб} - S_{нрез}$ – мощность в аварийном режиме, определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования по сети низкого напряжения.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$S_{нб} = k_M \cdot S_{н(max)}, \quad (15)$$

где k_M – коэффициент совмещения максимума, при проектировании принимаем $k_M = 1$, $S_{нрез} = 0$.

На подстанции «Миасская» установлено два трансформатора мощностью 6,3 МВА, определим для них коэффициент аварийной перегрузки:

$$k_{аа} = \frac{S_{аа}}{(n-1) \cdot S_T} = \frac{\sqrt{9,44^2 + 2,18^2}}{(2-1) \cdot 6,3} = 1,54 > 1,4.$$

Параметры мощности и коэффициентов загрузки, перегрузки трансформатора ТМН – 6,3/110 на п/ст «Миасская» сведем в таблицу 3.2.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Таблица 3.2

Мощн. п/ст в нормальном режиме, МВ·А	Мощн. п/ст в аварийном режиме, МВ·А	Кол-во трансформаторов на п/ст	Номинальная мощность трансформатора, МВ·А	Нагрузка тр-ра в нормальном режиме, %	Нагрузка тр-ра в аварийном режиме, %
9,69	9,69	2	6,3	76,9	154

Трансформатор ТМН– 6,3/110 в аварийном режиме перегружен, значит нужно установить более мощные трансформаторы. Для этого рассчитаем единичную мощность:

$$S_T \geq \frac{S_{MAX}}{k_{ав}}. \quad (16)$$

$$S_T \geq \frac{9,69}{(2-1) \cdot 1,4} = 6,9 \text{ МВ·А.}$$

Принимаем к установке трансформатор ТДН –10/110 [2].

Найдем коэффициенты загрузки и перегрузки:

$$k_3 = \frac{S_{ав}}{n_T \cdot S_T} < 0,7, \quad k_3 = \frac{9,69}{2 \cdot 10} = 0,49 < 0,7.$$

$$k_{ав} = \frac{S_{ав}}{(n-1) \cdot S_T} < 1,4, \quad k_{ав} = \frac{9,69}{(2-1) \cdot 10} = 0,97 < 1,4.$$

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Определение токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрического оборудования подстанции, а также для проектирования устройств релейной защиты и автоматики. В электрических установках могут возникать различные виды коротких замыканий, которые сопровождаются резким увеличением тока. Выбор оборудования будем производить по трехфазному короткому замыканию, т.к. этот вид КЗ является наиболее тяжелым.

Определим токи короткого замыкания сторон высокого и низкого напряжений. Подпитка токов КЗ осуществляется с п/ст «Козырево».

										Лист
										37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.004.00.00 ВКР					

Расчёт будем выполнять в относительных единицах при базисной мощности $S_б = 1000$ МВА и базисном напряжении, равном напряжению ступени к.з..

Относительно точки К1 и К2 преобразуем схему к расчетному виду. Базовую ступень напряжения принимаем $U_б = 115$ кВ.

Сопротивления линий электропередач:

$$x_i = x_{л} \cdot \frac{S_б}{U_б^2}, \text{ где}$$

$x_{л}$ – реактивное сопротивление линий

$$x_1 = 1,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,098;$$

$$x_2 = 2,562 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,194;$$

$$x_3 = 1,03 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,078;$$

$$x_3 = 0,01.$$

Сопротивления трансформаторов ТДН-10000/110/10 приведенные к базовому напряжению:

$$x_{T1} = x_{T2} = \frac{u_k}{100\%} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5.$$

ЭДС системы:

$$E_1 = 1.$$

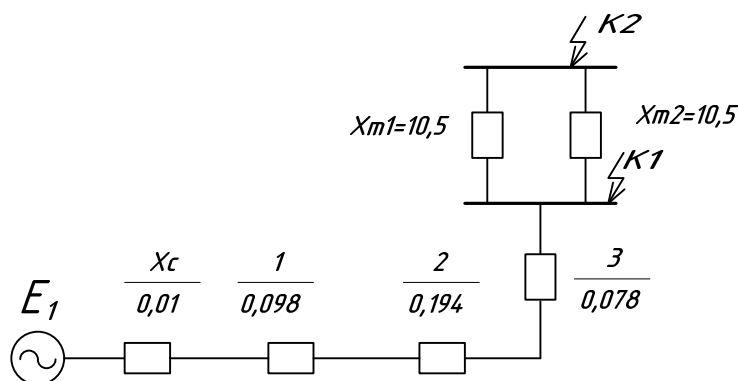


Рисунок 3.2- Расчетная схема

Преобразуем исходную схему в эквивалентную:

$$x_4 = x_1 + x_2 + x_3 + x_c = 0,098 + 0,194 + 0,078 + 0,01 = 0,37,$$

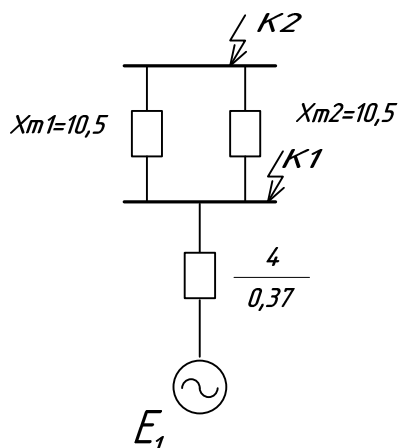


Рисунок 3.3- Эквивалентная схема замещения

Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ (K1):

Базисный ток: $I_{A110} = \frac{S_A}{\sqrt{3} \cdot U_{CP1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$, тогда ток короткого замыкания

равен:

$$I_{П,01} = \frac{E_c}{x_4} \cdot I_{Б500} = \frac{1}{0,37} \cdot 5,02 = 13,57 \text{ кА}.$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 13,57 \cdot 1,61 = 30,9 \text{ кА},$$

где k_y – ударный коэффициент, для напряжения линии 110 кВ принимаем 1,61 [3].

Расчет токов короткого замыкания на шинах 10 кВ (K2):

$$I_{Б10} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА};$$

из схемы замещения: $x_{ЭКВ} = x_4 + x_{СТ}$;

$$x_{\Sigma T} = \frac{x_{1T} \cdot x_{2T}}{x_{1T} + x_{2T}} = \frac{10,5 \cdot 10,5}{10,5 + 10,5} = 5,25;$$

$$x_{\text{ЭКВ}} = 0,37 + 5,25 = 5,62;$$

$$I_{\text{П,ОЗ}} = \frac{E_C}{x_{\text{ЭКВ}}} \cdot I_{\text{Б10}} = \frac{1}{5,62} \cdot 55 = 9,79 \text{ кА.}$$

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,0}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 5,79 \cdot 1,8 = 14,74 \text{ кА.}$$

где k_y – ударный коэффициент, для напряжения 10 кВ принимаем 1,8 [3].

3.3 Выбор оборудования на стороне 110 кВ

3.3.1 Выбор выключателей и разъединителей 110 кВ

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- напряжению установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$,
- длительному току: $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$.

К установке примем элегазовый баковый выключатель 145PM.

Конструкция выключателя разработана ABB Switchgear. В выключателе используются простые и надежные пружинные приводы типа FCA-2.

Элегазовый выключатель 145PM40-40 имеет следующие достоинства:

- отключение емкостных токов без повторных зажигания, что обеспечивается за счет высокой собственной электрической прочности элегаза и оптимизированного перемещения контактов;
- низкий уровень шума;
- высокая надежность, обусловленная малыми приводными силами, надежными комплектующими узлами,
- простота монтажа и сдачи в эксплуатацию.

Проверим возможность установки выключателя на данной подстанции.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Максимальные токи продолжительного режима в цепях вводов находим из условия, что один из вводов нагружен на полную мощность:

$$I_{max} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (17)$$

где $S_{НАГ}$ – наибольшая мощность нагрузки, МВА;

$$I_{max} = \frac{9,69}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,051 \text{ кА.}$$

Выключатели также проверяются по:

- отключению периодической составляющей К.З.:

$$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}.$$

- отключению апериодической составляющей тока К.З.:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}}{100}, \quad (18)$$

где β_n – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (19)$$

где τ – наименьшее время от начала К.З. до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (20)$$

где $t_{з.мин} = 0,01$ с - минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в} = 0,025$ с – собственное время отключения выключателя;

$T_a = 0,02$ - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 13,57 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,02}} = 3,33 \text{ кА.}$$

В свою очередь завод – изготовитель гарантирует выключателю содержание апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \beta = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,52 = 29,4 \text{ кА.}$$

Проверка по электродинамической стойкости:

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$i_y \leq i_{дин},$$

по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (21)$$

где B_k - тепловой импульс по расчету, $кА^2 \cdot с$;

$I_{тер}$ - предельный ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости.

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (22)$$

где $t_{отк} = t_{рз} + t_B = 0,1 + 0,04 = 0,14$ с;

$t_{рз}$ - время действия релейной защиты;

t_B - полное время отключения выключателя (каталожные данные);

$$B_k = 2,4^2 \cdot (0,14 + 0,02) = 0,92 кА^2 \cdot с.$$

Результаты проверки сведем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4- Выключатели, устанавливаемые на стороне ВН

Расчетные параметры	Выключатель 145PM40-40
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{мах} = 51$ А	$I_{ном} = 3150$ А
$I_{п.о} = 13,57$ кА	$I_{отк.ном} = 40$ кА
$i_{а.т} = 3,33$ кА	$I_{а.ном} = 29,4$ кА
$i_y = 30,9$ кА	$i_{дин} = 102$ кА
$B_k = 0,92$ кА ² · с	$B_{т.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² · с

К установке примем двухколонковые разъединители горизонтально-поворотного типа серии SGF. Для заземления и соединения накоротко отключенных частей установок есть возможность устанавливать один или два заземлителя на полюс.

Результаты проверки данного разъединителя сведем в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Разъединители, устанавливаемые на стороне ВН

Расчетные параметры	Разъединитель SGF 123
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{мах} = 51$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$i_y = 30,9$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$B_k = 0,92$ кА ² · с	$B_{т.ном} = 4800$ кА ² · с

Выбранный разъединитель полностью соответствует результатам проверки.

3.4 Выбор средств измерения в РУ 110 кВ

В линиях 110 кВ устанавливаются амперметр, ваттметр и варметр, фиксирующий прибор для определения места короткого замыкания, расчётные счётчики активной и реактивной энергии. В цепи трансформатора устанавливаются амперметр. Установка современных микропроцессорных многофункциональных счетчиков энергии позволяет объединить в одном приборе функции измерения активной, реактивной энергии. К установке примем счетчики «ЕвроАЛЬФА». Для ошиновки устанавливаются вольтметр с переключателем для измерения трех междуфазных напряжений, регистрирующий вольтметр, фиксирующий прибор.

Таблица 3.6 - Выбор измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность обмотки, ВА	
			тока	напряжения
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	–
Вольтметр	Э-335	1,0	–	2
Ваттметр Варметр Счетчик активной и реактивной энергии	EA02RALTX-3PBF-3	0,2	2	2
Регистрирующий вольтметр	Н-394	2,5	–	10
Фиксатор импульсного действия	ИМФ – 3Р		–	1.5

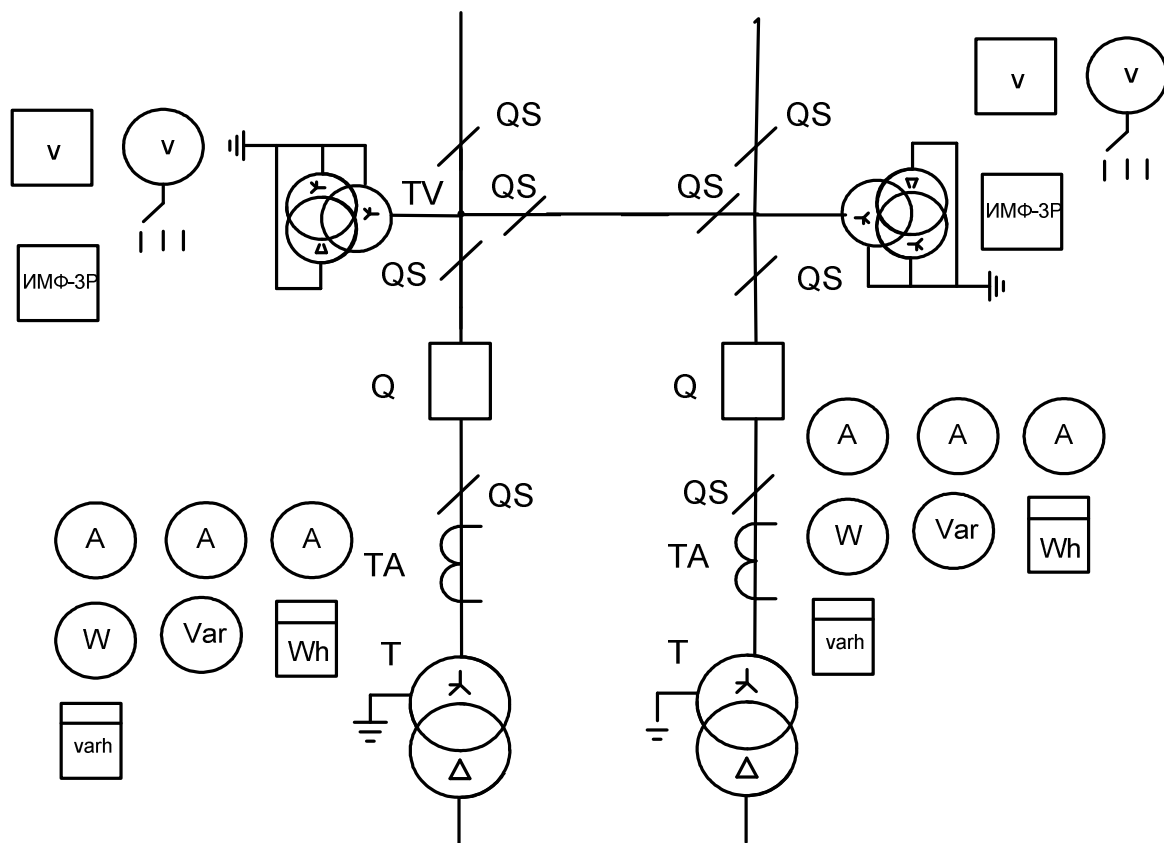


Рисунок 3.6 – Система измерений на РУ 110 кВ

3.5 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

На стороне 110 кВ будем использовать уже имеющиеся трансформаторы тока ТВТ-110-10Р20-100/5, встроенные в силовые трансформаторы. Произведем их проверку на пригодность к использованию на данной подстанции. В цепи трансформатора устанавливается только амперметр.

Проверка трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

- напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$,

- току: $I_{мах} \leq I_{1,ном}$,

где $I_{1,ном}$ - номинальный ток первичной обмотки;

- конструкции и классу точности;

- электродинамической стойкости: $i_y \leq i_{дин}$;

- термической стойкости: $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$.

Результаты проверки сведены в таблицу 3.8.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.004.00.00 ВКР

Лист

44

Таблица 3.8 - Трансформаторы тока, устанавливаемые на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Трансформатор тока ТВТ110-10Р20-100/5
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 51 \text{ А}$	$I_{ном.} = 100 \text{ А}$
$i_{\gamma} = 30.9 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_{к} = 0.92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{т.ном} = 7.5^2 \cdot 3 = 168.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный тип трансформатора тока имеет две вторичные обмотки на номинальный вторичный ток 5 А, при этом одна из обмоток имеет класс точности 0.5 и предназначена для подключения измерительных приборов (рисунок 3.8).

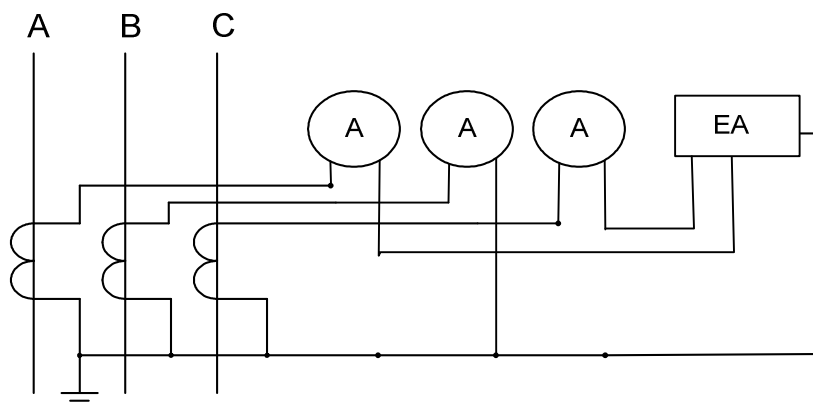


Рисунок 3.8 - Схема подключения приборов к трансформатору тока

Проверим вторичную загрузку выбранного трансформатора тока. Список и параметры приборов, подключенных к трансформатору, приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр; Варметр; Счетчик ватт-часов; счетчик вольт-ампер часов реактивный	ЕА02РАТLХ- ЗРВF-3	2	-	2
Итого:		2.5	0.5	2.5

Сопротивление приборов:

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

Для работы трансформатора в заданном классе точности необходимо выполнение условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq r_{2\text{ном}}. \quad (23)$$

С помощью этого условия определяются соединительные провода:
- их сопротивление:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (24)$$

где $r_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ - номинальное сопротивление для класса точности 0.5.

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,11 - 0,1 = 1 \text{ Ом.}$$

- их сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (25)$$

где $l_{\text{расч}}$ - расчетная длина проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока. Ориентировочная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 80 м.

ρ - удельное сопротивление кабеля;

$$q = \frac{0,0175 \cdot 80}{1} = 1,4 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели. По условию прочности сечение не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для кабеля с медными жилами. Принимаем контрольный кабель КРВГ (контрольный с резиновой изоляцией, с оболочкой из поливинилхлоридного пластика, с медными жилами) сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

3.6 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 В или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных к вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, так как в противном случае это приведет к увеличению погрешностей.

К установке примем трансформаторы напряжения ЗНОГ110-У1. Проверим трансформаторы по вторичной нагрузке. Номинальная мощность трансформаторов, соединенных по схеме звезда, в классе точности 0,5 составляет $3 \cdot 200 = 600$ ВА. Перечень приборов подключенных ко вторичной обмотке приведем ниже в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность S приборов
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	10
Вольтметр	Э-335	2	1	1	2
Фиксатор импульсного действия	ФИП	1.5	1	1	1.5
Счетчик	EA02RATLX-3PBF-3	2	3	1	6
Итого $S_{2\Sigma}$ (ВА):					19.5

Следовательно, работа трансформатора будет обеспечена в заданном классе точности.

3.7 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

ОПН для защиты трансформаторов и линий выберем по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

Выберем ОПН РЕХЛИМ R108-УН123 на номинальное напряжение 110 кВ с изоляцией из кремний - органической резины. ОПН имеют малый вес, удобны

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.004.00.00 ВКР					

при монтаже, долговечны, повышают безопасность для обслуживающего персонала.

3.8 Выбор высокочастотных заградителей на линиях электропередач 110 кВ

Заградители высокочастотные выбираем по:

- напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$

- току: $I_{max} \leq I_{1,ном}$.

$I_{max} = 50,2 \text{ А}$.

Выбираем высокочастотный заградитель марки ВЗ-630-0.5У1

$I_{ном} = 600 \text{ А}$, $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$.

3.8 Выбор конденсаторов связи на линиях электропередач 110 кВ

Выбираем по напряжению электроустановки конденсатор связи СМК-110/3.

3.9 Выбор ошиновки 110 кВ

Существующая ошиновка выполнена проводом АС-150/24 с допустимым током 450 А. Проведем проверку допустимости эксплуатации такой ошиновки в соответствии с [1].

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. В общем случае проводится выбор по экономической плотности тока, проверка по допустимому току в максимальном режиме, выбранное сечение проверяется на термическое действие тока короткого замыкания. В нашем случае необходимо выполнить проверку по допустимому току в максимальном режиме. Сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений выбору по экономической плотности тока не подлежат. Также и шины, выполненные голыми проводами на открытом воздухе, на термическое действие тока короткого замыкания не проверяются.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

По условиям короны минимально допустимое сечение на 110 кВ - АС-70/11. Существующий провод проверку по допустимому току проходит (таблица 3.11).

Таблица 3.11 - ТВЧ в РУВН

Ошиновка	Максимальный длительный ток, А.	Провод	Допустимый длительный ток, А.
Токоведущие части (ячейки силовых трансформаторов)	294	АС-150/24	450 А

Существующая ошиновка, выполненная сталеалюминевым проводом АС-150/24, удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

3.10 Выбор оборудования на стороне 10 кВ

На низкой стороне установим комплектное распределительное устройство компании «АДС Электро» г. Москва.

3.11 Выбор выключателей 10 кВ

Проведем выбор коммутационной аппаратуры для КРУН. Применим методику, рассмотренную выше для выключателей 110 кВ.

Максимальная нагрузка стороны низкого напряжения $9.36+j2.16$ МВА.

Максимальные токи продолжительного режима в цепях вводов находим из условия, что один из вводов нагружен на полную мощность:

$$I_{max.HH} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{9.61}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,53 \text{ кА.}$$

Проверим возможность эксплуатации установленных выключателей ВВ/TEL-10-12,5/1000-У2.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (26)$$

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.004.00.00 ВКР					

где $\tau = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,09 = 0,1$ с,

где $t_{з.мин} = 0,01$ с - минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в} = 0,09$ с – собственное время отключения выключателя;

$T_a = 0,05$ с - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,79 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,05}} = 1,11 \text{ кА.}$$

В свою очередь завод – изготовитель гарантирует выключателю содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \beta = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 0,3 = 13,4 \text{ кА.}$$

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 5,79^2 \cdot (0,22 + 0,05) = 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{отк} = t_{рз} + t_{в} = 0,1 + 0,12 = 0,22$ с;

$t_{рз}$ - время действия релейной защиты;

$t_{в}$ - полное время отключения выключателя (каталожные данные).

Результаты проверки сведены в таблицу 3.12.

Таблица 3.12-Выключатели, устанавливаемые на стороне 10 кВ

Расчетные параметры	Выключатель ВВ/TEL-10-12,5/1000-У2
$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{мах} = 0,53$ кА	$I_{ном} = 1$ кА
$I_{п.о} = 5,79$ кА	$I_{отк.ном} = 31,5$ кА
$i_{а,\tau} = 1,11$ кА	$I_{а.ном} = 13,4$ кА
$i_{у} = 14,74$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_k = 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{т.ном} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В цепи отходящих линий и секционного выключателя используются те же выключатели, но с номинальным током $I_{ном} = 100$ А ($I_{мах} = 66$ А) в отходящих линиях и с $I_{ном} = 1000$ А ($I_{мах} = 530$ А) в цепи секционного выключателя.

3.12 Выбор трансформаторов тока во вводах 10 кВ

На стороне 10 кВ будем использовать трансформаторы тока ТОЛ-10-1000/5–0.5/10Р. Произведем их проверку на пригодность к использованию на данной подстанции.

Проверка трансформаторов тока производится по тем же параметрам, что и 110 кВ:

Результаты проверки сведены в таблицу 3.13.

Таблица 3.13 - Трансформаторы тока, устанавливаемые на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Трансформатор тока ТОЛ-10-1000/5–0.5/10Р
$U_{уст} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10.5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 0.53 \text{ кА}$	$I_{ном.} = 1000 \text{ А}$
$i_{\gamma} = 14.74 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_{к} = 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{т.ном} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный тип трансформатора тока имеет две вторичные обмотки на номинальный вторичный ток 5 А, при этом одна из обмоток имеет класс точности 0.5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

3.13 Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях и в цепи секционного выключателя 10 кВ

Рассчитаем токи в нормальном и утяжеленном режимах.

$$I_{норм} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot 12 \cdot U_{ном}} = \frac{9.16}{\sqrt{3} \cdot 8 \cdot 10,5} = 0,063 \text{ кА}.$$

На отходящих линиях будем использовать трансформаторы тока ТОЛ-10-100/5–0.5/10Р Результаты проверки данного трансформатора сведены в таблицу 3.14.

Таблица 3.14 - Трансформаторы тока в отходящих линиях 10 кВ

Расчетные данные	Трансформатор тока ТОЛ-10-100/5-0.5/10Р
$U_{уст} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10.5 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 63 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
$i_y = 14.74 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 9.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{т.ном} = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Номинальное сопротивление вторичной обмотки для выбранного трансформатора тока $r_{2ном} = 0.4 \text{ Ом}$, поэтому требуется провести проверку по вторичной нагрузке.

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{2.5}{5^2} = 0.1 \text{ Ом.}$$

Для работы трансформатора в заданном классе точности необходимо выполнение условия:

$$r_{приб} + r_{пр} + r_k \leq r_{2ном} \quad (27)$$

С помощью этого условия определяются соединительные провода:

- их сопротивление:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (28)$$

где $r_{2ном} = 0.4 \text{ Ом}$ - номинальное сопротивление для класса точности 0.5.

$$r_{пр} = Z_{2н} - r_{приб} - r_k = 0.4 - 0.11 - 0.1 = 0.19 \text{ Ом.}$$

- их сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}}, \quad (29)$$

где $l_{расч}$ - расчетная длина проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

ρ -удельное сопротивление кабеля;

$$q = \frac{0.0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0.19} = 0.64 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели. По условию прочности сечение не должно быть меньше 2.5 мм^2 для

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

кабеля с медными жилами. Принимаем контрольный кабель КРВГ (контрольный с резиновой изоляцией, с оболочкой из поливинилхлоридного пластика, с медными жилами) сечением 2.5 мм².

Максимальный ток в цепи секционного выключателя:

$$I_{max} = \frac{I_{HH}}{2} = \frac{530}{2} = 265 A.$$

Следовательно, к установке примем трансформаторы тока такие же, как на отходящих линиях ТОЛ-10, но с номинальным током 400 А. Вторичная нагрузка в цепи секционного выключателя меньше, чем на отходящих линиях, а номинальное сопротивление такое же, поэтому проверку по вторичной нагрузке проводить не требуется.

3.14 Выбор трансформатора напряжения в РУ 10 кВ

Проверим допустимость эксплуатации установленных трансформаторов напряжения 3хЗНОЛ-10. Номинальная мощность трансформаторов, соединенных по схеме звезда, в классе точности 0,5 составляет 3·50 = 150 ВА. Перечень присоединенных приборов сведем в таблицу 3.15.

Таблица 3.15 - Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность S приборов, ВА
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	1	10
Вольтметр	Э-335	2	1	1	2
Счетчик	EA02RATLX-3PBF-3	2	3	5	30
Итого S _Σ (ВА):					42

Следовательно, работа трансформатора будет обеспечена в заданном классе точности. Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с медными жилами сечением 2.5 мм².

3.15 Выбор ограничителей перенапряжения на стороне 10 кВ

ОПН выберем по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

Выберем ОПН POLIM–D10N на номинальное напряжение 10 кВ.

3.16 Выбор трансформаторов собственных нужд

В настоящее время на проектируемой подстанции установлены два трансформатора собственных нужд ТЛС-63/10 мощностью 63 кВА каждый. Проверим загрузку трансформаторов собственных нужд. Расчет нагрузки собственных нужд подстанции сведем в таблицу 3.16.

Таблица 3.16 – Расчет нагрузки собственных нужд

Потребитель	Установленная мощность		cosφ	sinφ	нагрузка	
	кВт, кол-во	Всего кВт			P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
Освещение ОРУ 110 кВ	-	25	1	0	10	-
Освещение и отопление КРУ	-	14	1	0	4	-
Питание приводов ЛТВ145	0,9·2	1,8	1	0	1,8	-
РПН тр-ра	3,3·2	6,6	1	0	6,6	-
Охлаждение тр-ра	3,5·2	7	0,85	0,62	7	4,34
Питание устройств связи	-	10	1	0	10	-
Итого:	-	-	-	-	39,4	4,34

Расчётная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \cdot \sqrt{39,4^2 + 4,34^2} = 39,6 \text{ кВА.}$$

Загрузка трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{расч}}{2 \cdot S_{Тном}} = \frac{39,6}{2 \cdot 63} = 0,31.$$

При отключении одного из трансформаторов второй загружен на:

$$K_3 = \frac{S_{расч}}{S_{Тном}} = \frac{39,6}{63} = 0,63 \leq 1,4, \text{ что допустимо.}$$

Следовательно, загрузка трансформаторов собственных нужд находится в допустимых пределах.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. «Организация и порядок переключений»

Электрическое оборудование может находиться в одном из следующих оперативных состояний: в работе, ремонте, резерве (ручном или автоматическом). В состоянии резерва оборудование может быть без напряжения или находиться под напряжением, если оно включено или связано токоведущими частями с источником напряжения, например трансформатор на холостом ходу. Вращающиеся генераторы и синхронные компенсаторы, даже если они не возбуждены, рассматриваются как находящиеся под напряжением.

Изменением оперативного состояния оборудования, операции с которым требуют координации действий дежурного персонала нескольких энергообъектов, руководит диспетчер энергосистемы, а оборудованием местного значения — начальники смен электростанций, диспетчеры предприятий электросетей, районов, дежурные узловых (базисных) подстанций. Если оборудование находится в оперативном управлении одного из названных выше дежурных, то все операции с этим оборудованием (включение, отключение, заземление и т. д.) выполняются только по распоряжению этого дежурного.

Часть оборудования, переданного в оперативное управление персонала низших ступеней диспетчерского управления, оперативное состояние и режим работы которого влияют на режим и надежность работы энергосистемы, может находиться в так называемом оперативном ведении диспетчера энергосистемы, ОДУ, ЦДУ. В этом случае распоряжение о переключении отдается подчиненному персоналу после предварительного получения разрешения соответствующего диспетчера. Распоряжение о переключении. Оно отдается непосредственно подчиненному персоналу. В нем указываются последовательность и конечная цель переключений. Распоряжение повторяется дежурным и записывается в оперативный журнал. Заданная последовательность операций проверяется по оперативной схеме.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

4.1. «Бланк переключений»

В соответствии с распоряжением о переключении дежурный заполняет специальный бланк, в котором последовательно записывает все операции с коммутационными аппаратами, устройствами релейной защиты и автоматики, операции по проверке отсутствия напряжения и наложению заземлений и др. Бланк является оперативным документом. Уже само его составление дает персоналу возможность осмыслить полученное задание и продумать производство операций. Составление бланка является обязательным, если в РУ блокировка отсутствует или выполнена не в полном объеме.

Порядок выполнения переключений. При переключениях дежурный, имея при себе заполненный бланк, действует в следующем порядке:

- На месте переключений внимательно проверяют по надписи наименование присоединения и название оборудования, с которым предстоит проведение операции;
- убедившись в правильности выбранного оборудования, зачитывает по бланку содержание операции и выполняет ее;
- при производстве переключений двумя лицами содержание операции повторяется исполнителем и затем выполняется им;
- после проведения операции запись ее в бланке зачеркивается.

Переключения в зависимости от их сложности могут выполняться одним или двумя дежурными. При участии двух дежурных старший по должности производит пооперационный контроль и руководит переключениями в целом. Другой дежурный выполняет операции. Дежурные при этом не имеют права уклоняться от выполнения возложенных на них обязанностей. Нельзя, например, допускать, чтобы оба участника переключений одновременно выполняли операции с оборудованием, забыв о необходимости контроля.

Информация об окончании переключений. По окончании переключений в оперативном журнале производится запись о всех операциях с коммутационными аппаратами, изменениях в схемах релейной защиты, установленных (или снятых) заземлениях и пр. Для того чтобы записи о наложении и снятии заземлений

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

выделить среди остального текста, их подчеркивают цветными карандашами: красным— при наложении, синим — при снятии заземления. Одновременно вносятся соответствующие изменения в оперативную схему. Об окончании переключений сообщается дежурному, отдавшему распоряжение о переключении. Сообщает получивший распоряжение.

Оборудование может находиться в работе или под напряжением только с включенной релейной защитой от токов КЗ. Поэтому все исправные устройства релейной защиты должны быть всегда включены в работу, Исключение составляют нормально отключенные защиты, включаемые при изменении режима работы оборудования. Вывод из работы устройства релейной защиты производится при включенной резервной защите.

При переключениях в РУ оперативный персонал производит необходимые операции с релейной защитой и автоматикой с тем, чтобы режимы их работы всегда соответствовали схеме первичных соединений РУ. Если этого не делать, то релейная защита может отказать в работе при КЗ в защищаемой зоне или, наоборот, подействовать неселективно при КЗ вне зоны ее действия. Так же как и силовое оборудование, устройства релейной защиты и автоматики находятся в оперативном управлении (и оперативном ведении) соответствующего дежурного персонала. При переключениях в аварийных условиях персоналу разрешается самостоятельно изменять режимы работы защиты и автоматики и сообщать об этом вышестоящему дежурному после устранения аварии.

4.2. «Техника операций с коммутационными аппаратами»

Операции с выключателями. Отключение и включение электрической цепи, имеющей выключатель, выполняется выключателем. Управление выключателем может быть дистанционным или ручным. Команда на включение и отключение выключателя с дистанционным управлением подается от ключа управления и с помощью устройства телемеханики; с места установки операции проводятся только при ремонте и ликвидации аварий. При ремонтных и наладочных работах операции с воздушными выключателями проводят дистанционно — из по-

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

мещений мастерских и лабораторий. После завершения той или иной операции с выключателем проверяется его действительное положение, так как команда включения или отключения может оказаться невыполненной. Если после отключения выключателя предстоит проведение операций с разъединителями или отделителями, то проверка положения выключателя проводится на месте установки по механическому указателю, положению подвижных контактов и траверс, показаниям манометров у выключателей с газонаполненными отделителями. Проверка положения выключателя по показаниям сигнальных ламп и измерительных приборов допускается при отключении или включении трансформатора, линии, шин только выключателем (без проведения операций с разъединителями). В ряде случаев возникает необходимость фиксировать выключатель в определенном положении, прежде чем персонал приступит к операциям с разъединителями. Например, при переводе присоединений с одной системы шин на другую персонал должен быть уверен в том, что шиносоединительный выключатель включен и никакие случайные действия не могут изменить его положение. Достигается это путем снятия предохранителей (или отключения автоматических выключателей) на обоих полюсах цепей управления выключателем до проверки его действительного положения на месте.

Операции с разъединителями и отделителями. Перед отключением или включением разъединители или отделители осматриваются. Они не должны иметь видимых дефектов и повреждений. Операции с разъединителями, у которых при измерениях обнаружены дефектные изоляторы, проводятся, как правило, после снятия с них напряжения. При ручном включении разъединителей и появлении дуги между контактами ножи не следует отводить, так как дуга при расхождении контактов может удлиниться и перекрыть промежуток между фазами. Начатая операция включения во всех случаях продолжается до конца. При ручном отключении разъединителей вначале делают пробное движение рычагом привода, чтобы убедиться в исправности тяг, отсутствии качаний и дефектов изоляторов. Если в момент расхождения контактов между ними возникнет дуга, что может быть в результате разрыва цепи тока нагрузки,

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

разъединители немедленно включают и до выяснения причины образования дуги операции с ними не производят. Возможность использования разъединителей и отделителей для отключения и включения намагничивающих токов силовых трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий подтверждается эксплуатационной практикой. В связи с этим выработаны некоторые общие положения, которые должны соблюдаться персоналом, производящим операции. В цепях 35—220 кВ, имеющих отделители и разъединители, отключение намагничивающих и зарядных токов выполняется отделителями, позволяющими быстро проводить операции благодаря наличию встроенных пружин, а включение — разъединителями при предварительно включенных отделителях. Значение намагничивающего тока трансформатора зависит от значения подведенного к нему напряжения. С повышением напряжения намагничивающий ток резко возрастает. При отключении ненагруженного трансформатора отделителями или разъединителями значение намагничивающего тока стремятся понизить. Для этого трансформаторы с РПН переводят в режим недовозбуждения. При отключении ненагруженного трансформатора 110—220 кВ разъединителями или отделителями возможен кратковременный неполнофазный режим вследствие неодновременности размыкания контактов отдельных полюсов, что может вызвать появление перенапряжений. Опасность перенапряжений наименьшая у трансформаторов с заземленной нейтралью. Поэтому перед отключением трансформатора от сети заземляют его нейтраль, если в нормальном режиме она была разземлена и защищена разрядником. Рекомендуется также предварительно отключать дугогасящие реакторы. После проведения операций включения или отключения разъединителей или отделителей осмотром проверяют действительное их положение, так как в эксплуатации имели место случаи недовключения ножей, попадание ножей мимо губок, обрывы тяг, разрегулировка приводов и пр.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

4.3. «Последовательность основных операций»

Операции с коммутационными аппаратами, установленными в одной электрической цепи, проводятся в последовательности, учитывающей назначение этих аппаратов и обеспечивающей безопасность для выполняющих переключения. Всякое нарушение установленного порядка переключений, пренебрежение к «мелочам», неоправданная поспешность при операциях приводят к авариям и угрожают жизни людей. Ниже рассматривается порядок проведения операции с выключателями и разъединителями. При этом имеется в виду, что операции, требующие согласования действий персонала смежных объектов, своевременно проводятся под руководством диспетчера.

Типичной операцией является отключение линии, имеющей выключатель, линейные и шинные разъединители с каждой из ее сторон. Первой операцией является отключение выключателей, с помощью которых разрывается цепь тока нагрузки и снимается напряжение с линии. После проверки отключенного положения выключателя отключают линейные, а затем шинные разъединители. Такая последовательность операций объясняется стремлением уменьшить последствия повреждений, которые могут иметь место при ошибочных действиях персонала. Включение линии в работу выполняют в обратной последовательности, т. е. первыми включают шинные, потом линейные разъединители и затем выключатели.

Следует заметить, что при отключении линии только для работ на самой линии считается достаточным ее отключение выключателями и линейными разъединителями. Создание дополнительного видимого разрыва цепи еще и на шинных разъединителях является излишним.

Включение трансформатора под напряжение связано с кратковременным переходным режимом, в результате которого намагничивающий ток в обмотке резко возрастает, превышая иногда в несколько раз номинальное значение. Эти броски намагничивающего тока не опасны для трансформатора. На понижающих подстанциях при двух (и более) параллельно работающих трансформаторах включение одного из них, как правило, выполняется со стороны обмотки высшего

						13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			61

напряжения. Включение трансформатора под напряжение со стороны вторичной обмотки НН и прохождение при этом большого намагничивающего тока привели бы к резкому снижению напряжения на шинах НН, что отрицательно сказалось бы на работе потребителей. С учетом включения трансформатора со стороны питающей обмотки выполняется и настройка его защит.

На практике включение в работу трехобмоточного трансформатора обычно проводят в следующей последовательности: включают шинные и трансформаторные разъединители со стороны высшего, среднего и низшего напряжений, после чего включают выключатели высшего, среднего и низшего напряжений. Отключение проводится в обратной последовательности: отключают выключатели низшего, среднего и высшего напряжений, затем отключают трансформаторные и шинные разъединители с трех его сторон.

На понижающих подстанциях, выполненных по упрощенной схеме, силовые трансформаторы с высшей стороны не имеют выключателей, но их обязательно снабжают выключателями со стороны вторичных обмоток. Последовательность операций в этих схемах предусматривается такой, чтобы разъединителями или отделителями не отключался и не включался ток нагрузки. Для этого отключение тока нагрузки и включение трансформатора под нагрузку выполняют выключателями со стороны вторичных обмоток, а отключение и включение намагничивающего тока — отделителями или разъединителями.

На электростанциях последовательность включения в работу и отключения в ремонт или резерв трансформаторов связи с системой зависит от местных условий (территориального расположения оборудования, возможности включения устройств синхронизации и др.) и нередко определяется местными инструкциями.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте разработан проект развития Красноармейского района электрической сети, в котором планируется реконструкция подстанции «Миасская» 110/10 кВ.

Сеть проверена на работоспособность в существующем режиме и в режиме перспективных нагрузок. Расчеты режима сети произведены на ЭВМ с использованием программного пакета «NetWORKS». Проведен расчет характерных режимов.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей. Под. ред. Д.Л. Файбисовича – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с.
2. Стандарт организаций. Система управления качеством образовательных процессов. – СТО ЮУрГУ 21-2008.
3. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002
4. Правила устройства электроустановок 7 издание.
5. НТП ПС ФСК ЕЭС - www.fsk-ees.ru
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Электрические системы и сети: Учебное пособие по курсовому проектированию. Булатов Б.Г., Комисарова Е.Д., Худоносков Г.В. – Челябинск: ЮУрГУ, 1998 г.
8. Электротехнический справочник: Т.3. / Под ред. Герасимова. М.: - МЭИ, 2002.
9. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.-3-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 1987.

					13.03.02.2019.004.00.00 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64