

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ Западная, Приморские электрические сети, для повышения надежности электроснабжения прилегающих жилых районов

Исполнитель

студент группы 242-об4

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.Н. Апосов

Руководитель старший

преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Апосов Владислав Николаевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ  
Западная, Приморские электрические сети, для повышения надежности электроснабжения  
прилегающих жилых районов

(утверждено приказом от 23.11.16 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.01.2017

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной  
практики, данные собранные из научной литературы и технических документов  
исследуемого предприятия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке  
вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц,  
графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и  
т.п.): Бакалаврская работа содержит 86 стр., 8 рисунков, 18  
таблиц, 95 формулу, 21 источник, 2 приложения.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним  
разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания: 04 октября 2016 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов. А.Н. доцент кафедры  
технических наук  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016 г

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 с., 12 рисунков, 40 таблиц, 86 формул, 7 приложений.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РЕЖИМ РАБОТЫ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ

В данном выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция и модернизация электрической сети напряжением 6 кВ филиала ОАО «ДРСК» Приморские электрические сети - с центром питания - подстанция 110/35/6 кВ «Западная» в связи с ростом нагрузок. Определены нагрузки на существующих ПС с учетом прогнозирования до 2026г., проведен выбор основного электротехнического оборудования как на самой ПС 110/35/6 кВ «Западная», так и в распределительных сетях напряжением 6 кВ. Определены экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию и модернизацию сетей.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Климатическая характеристика района размещения ПС «Западная»	8
2 Общая характеристика приморского края	9
3 Характеристика потребителей	10
4 Расчет перспективных нагрузок	11
5 Расчет режима работы существующей сети с учетом перспективных нагрузок	12
6 Реконструкция системы электроснабжения 6 кВ	18
6.1 Выбор мощности трансформаторов ТП	18
6.2 Выбор сечений распределительной сети 6 кВ	20
6.3 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ	24
6.4 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ	28
6.5 Расчет режима работы сети после реконструкции с перспективными нагрузками	29
6.6. Выбор числа и мощности трансформаторов	31
7 Расчет токов короткого замыкания	34
8 Выбор оборудования РУ 110,35, 6 кВ ПС «Западная»	42
8.1 Выбор выключателей 110 кВ	43
8.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ	45
8.3 Выбор выключателей на стороне 6 кВ	47
8.4 Выбор разъединителей	48
8.5 Выбор трансформаторов тока	49
8.6 Выбор трансформаторов напряжения	53
8.7 Выбор жестких шин	55
8.8 Выбор гибкой ошиновки	57
8.9 Выбор ОПН	58
9 Защита от прямых ударов молнии	61
10 Расчет схемы заземления ОРУ – 110 кВ	64

11 Расчет экономических показателей	67
12 Безопасность и экологичность	70
12.1 Безопасность работы	70
12.2 Экологичность работы	71
12.3 Чрезвычайные ситуации	73
Заключение	77
Библиографический список	78
Приложение А Прогнозирование нагрузок	81
Приложение Б Расчет режима существующей сети с перспективными нагрузками	83
Приложение В	86
Приложение Г	87
Приложение Д	88
Приложение Е	89
Приложение Ж	90

## ВВЕДЕНИЕ

Основным фактором, определяющим развитие электрических сетей и экономические показатели деятельности распределительной сетевой компании или сетевого предприятия, является реконструкция и техническое перевооружение данных сетей.

Комплекс мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей следует осуществлять путем совершенствования и оптимизации схем электроснабжения, внедрения современных технических решений, новых конструкций и оборудования, то есть создания сетей нового поколения, отвечающим экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню распределения электроэнергии в соответствии с требованиями потребителей.

Электрические сети должны обеспечивать:

- нормированные уровни надежности электроснабжения существующих и вновь присоединяемых потребителей, как в нормальных, так и в послеаварийных режимах работы сети;

- высокое качество отпускаемой электрической энергии;

- наименьшие затраты на ремонтно - эксплуатационное обслуживание; адаптацию к возможному росту нагрузок и поэтапной комплексной автоматизации.

Актуальность данной работы заключается в том что в настоящее время состояние сетей 6 кВ рассматриваемого участка сети а так же центра питания ПС «Западная» является практически неудовлетворительным, связано это с тем что оборудование установленное еще в 80-е годы время исчерпало свой ресурс, является физически и морально устаревшим. Данная работа рассматривает вопрос решения данной проблемы путем модернизации и реконструкции как центра питания так и распределительных сетей 6 кВ. Для устранения проблем связанных с работой устаревшего оборудования предполагается его замена на

современное отвечающее всем требованиям надежности электроснабжения, экономичности и удобства эксплуатации.

Целью данного проекта является определение наиболее экономически целесообразного варианта реконструкции ПС 110 кВ «Западная» Приморского края а так же распределительных сетей получающих питание от данной ПС.

К основным задачам следует отнести следующие: выбор оптимального технически и экономически варианта реконструкции сети, Определение перспективных нагрузок с учетом прогнозирования для данного района. Определение сечений реконструируемых ВЛ для соответствия увеличивающимся нагрузкам. Расчет токов короткого замыкания, и выбор основного силового и измерительного оборудования питающей ПС «Западная» на всех уровнях напряжений.

К дополнительным задачам следует отнести следующие: определение основных мероприятий по защите ПС от грозových перенапряжений, определение экономических показателей при реконструкции сети и ПС, разработка мероприятий по безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ «ЗАПАДНАЯ»

Выбор электрических аппаратов и проводников, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи проводится после определения климатических условий в которых будет эксплуатироваться данное оборудование.

Число грозových часов в году необходимо для оценки грозových перенапряжений. Продолжительность зимних и летних дней в году учитывается при расчетах электрических нагрузок.

Рассмотрим климатические условия района расположения реконструируемых объектов в частности распределительных сетей и самого центра их питания ПС «Западная» Приморского края.

Существующая ПС 110/35/6 кВ «Западная» расположена в западной части Приморского края, основные данные о районе ее расположения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	IV
Давление ветра, Па	800 (36 м/с)
Район по гололеду	IV (25 мм)
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-54
Среднегодовая температура воздуха, °С	+1
Высшая температура воздуха, °С	+41
Число грозových часов в год	20
Температура гололедообразования, °С	-10



## 2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Приморский край расположен на юге Дальнего Востока, в юго-восточной части Российской Федерации. На севере граничит с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юго-западе с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем. Крупный залив Петра Великого. Берега залива сильно изрезаны и образуют внутренние заливы: Амурский, Уссурийский, Посыета, Стрелок.

Основой экономики края являются богатые природные ресурсы как континентального, так и океанического характера. Ведущее место в структуре отраслей народного хозяйства занимает промышленность. Промышленный комплекс является самой развитой частью экономики Приморья. Основными являются рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая отрасли, электроэнергетика и Западная промышленность, машиностроение и судоремонт, горнодобывающая, лесная и деревообрабатывающая отрасли.

Одна из наиболее старых отраслей экономики Приморского края – лесная и деревообрабатывающая промышленность. Основные лесозаготовительные базы расположены в Анучинском, Чугуевском и Красноармейском районах. Основными породами леса, пользующимися спросом, как в стране, так и за рубежом, являются хвойные, лиственница, береза, ясень. Из добываемой древесины в крае производят пиломатериалы, мебель, тару и другую продукцию. Центрами деревообрабатывающей промышленности края являются города Лесозаводск и Дальнереченск.

Подстанция «Западная» - это одна из крупнейших узловых подстанций юга Приморья, обеспечивающая электроэнергией поселки Трудовое города Владивостока, Угловое Артемовского городского округа, поселок Новый и село «Вольно – Надеждинское» Надеждинского района с общим количеством населения около ста тысяч человек. Кроме того, подстанция обеспечивает электроэнергией весь Хасанский район и вновь вводимые объекты саммита АТЭС: очистные сооружения города Владивостока, водонасосные станции Пушкинской депрессии.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В основном в рассматриваемом районе электрических сетей преобладающее значение в потреблении электроэнергии имеют объекты жилищного назначения такие как жилые дома как одноэтажные так и многоэтажные, значительную долю потребителей составляют гаражи. В нагрузке так же имеются такие потребители как магазины аптеки, кинотеатры, а так же различные частные организации и небольшие предприятия.

По режимам работы потребители электрической энергии относятся к электроприемникам с мало изменяющейся мощностью нагрузки,

По мощности и напряжению к электроприемникам малой и средней мощности напряжением 220- 380 В.

По роду тока потребители относятся к электроприемникам переменного тока промышленной частоты (потребители постоянного тока в нагрузке отсутствуют), по степени надежности ко второй и т третьей группе, первая категория и особая группа первой категории в нагрузке отсутствует.

На напряжении 6 кВ от подстанции получают питание поселок Угловое Артемовского района, остальные населенные пункты: «Трудовое», «Новый», село «Вольно – Надеждинское», получают питание от своих трансформаторных подстанций 35/10 кВ для которых ПС «Западная» является центром питания

#### 4 РАСЧЕТ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАГРУЗОК

Реконструкция электрических сетей 6 кВ Приморского края с центром питания ПС «Западная» прежде всего проводится в связи с необходимостью замены морально и физически устаревшего оборудования, но так же необходимо в расчетах принимать факт увеличения нагрузки на ТП связанной с увеличением объемов потребления электрической энергии

Ориентировочно прогнозируемый рост нагрузки до 2026 года составит, в оптимистичном варианте развития 6 % в год.

В таблице 2 приведены данные о расчетных нагрузках в распределительных сетях 6 кВ с центром питания ПС «Западная».

Таблица 2 – Расчет перспективных нагрузок ТП 6 кВ с прогнозом до 2026 г.

Напряжение высокой стороны (кВ)	Наим. ТП	Кол-во и мощность тр-ров (шт×кВА)	Расчетная электрическая нагрузка трансформаторов ПС на шинах 0,4 кВ 2016 г. (кВА)	Расчетная электрическая нагрузка трансформаторов ПС на шинах 0,4 кВ с учетом прогнозирования до 2026 г. (кВА)
6	32	2×630	412,5	740,8
	30	1×630	345,5	620,5
	25	1×100	87,4	156,9
	52	1×400	347,2	623,5
	53	1×400	322,5	579,2
	60	1×160	138,4	248,6
	31	2×400	266,4	478,4
	20	1×250	209,7	376,6
	17	1×400	302,6	543,4
	33	1×250	210,3	377,7
	100	2×250	211,4	379,7
	9	1×630	544,2	977,3
	48	1×100	82,9	148,9
	34	1×400	322,6	579,3
	12	1×100	73,7	132,3
	63	1×250	204,7	367,6

Согласно данным указанным в таблице 2 практически на всех ТП (кроме двухтрансформаторных) мощность трансформаторов недостаточна для принятия перспективных нагрузок. Расчет приведен в приложении А

## 5 РАСЧЕТ РЕЖИМА РАБОТЫ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ С УЧЕТОМ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАГРУЗОК

Для определения проблемных участков либо узлов сети при работе с перспективными нагрузками в данном разделе рассматривается расчет режима работы существующей сети с учетом прогноза до 2026 года.

Согласно полученным исходным данным большая часть существующих ВЛ 6 кВ подлежит реконструкции к 2026 г. вследствие выработки нормативного срока службы. В связи с этим на реконструируемых ВЛ 6 кВ рекомендована замена провода на магистралях сечением не менее 120 мм<sup>2</sup>.

Электрические расчеты сети 6 кВ проведены для проверки соответствия пропускной способности сети ожидаемым нагрузкам на ВЛ на 2026 г., соответствия нормам допустимого отклонения напряжения у электроприемников от номинального напряжения электрической сети (+/- 5 % - нормально допустимые) (+/- 10% - предельно допустимые)

Схема распределительных сетей 6 кВ с центром питания ПС «Западная» представлены на рисунке 1.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима.

Режимы рассчитываются с целью:

- выявления требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- выбора структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;
- оценки годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;
- выбора схемы развития электрических сетей.

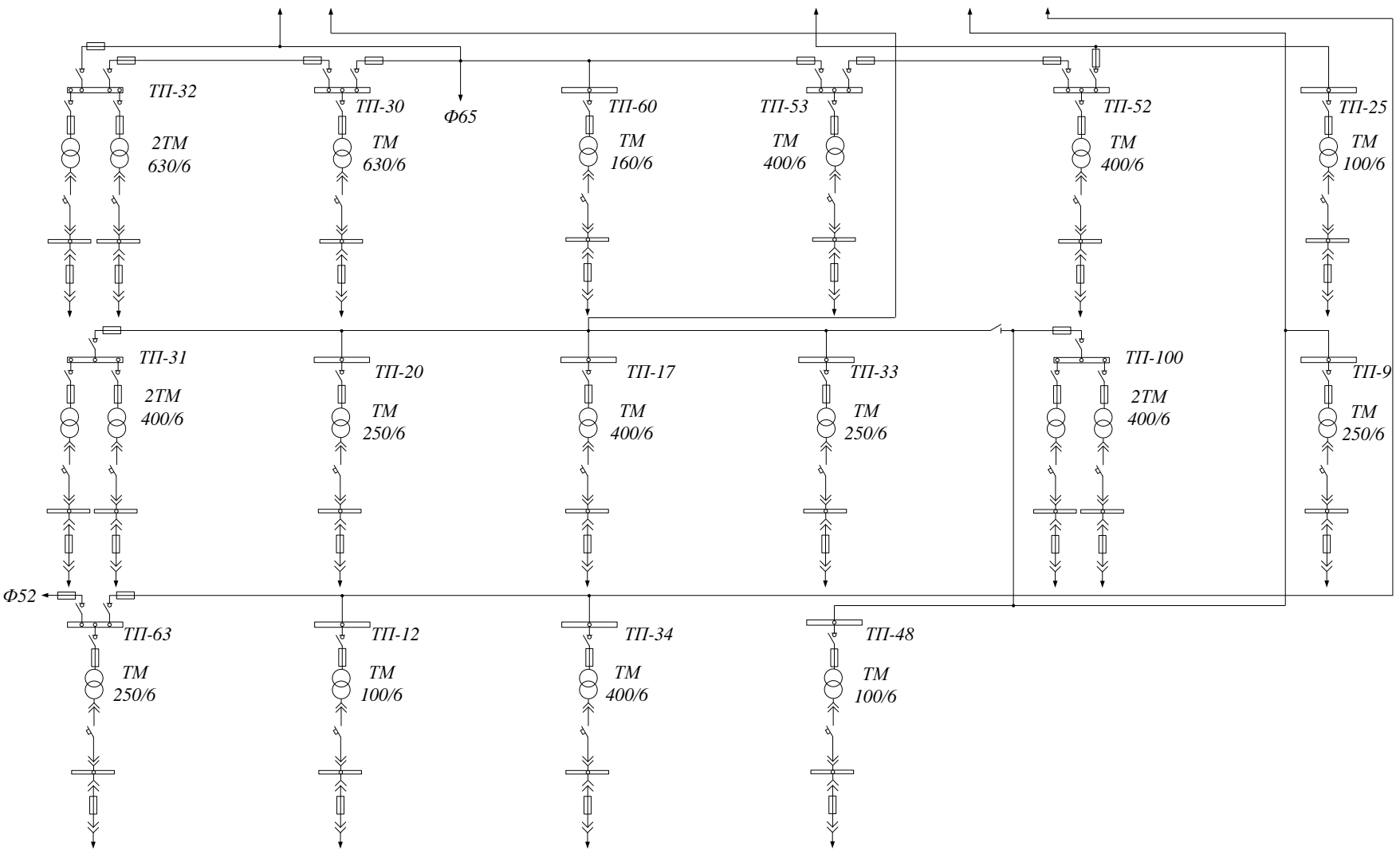


Рисунок – 1 Существующая схема распределительных сетей 6 кВ с центром питания ПС «Западная»

Расчет режима проводится при помощи ПК RASTRWIN3. ПК моделирует действие и работу различных устройств, предназначенных для управления напряжением, потоками активной и реактивной мощности, генерацией и потреблением.

Информация об узлах сети представлена в таблице 3.

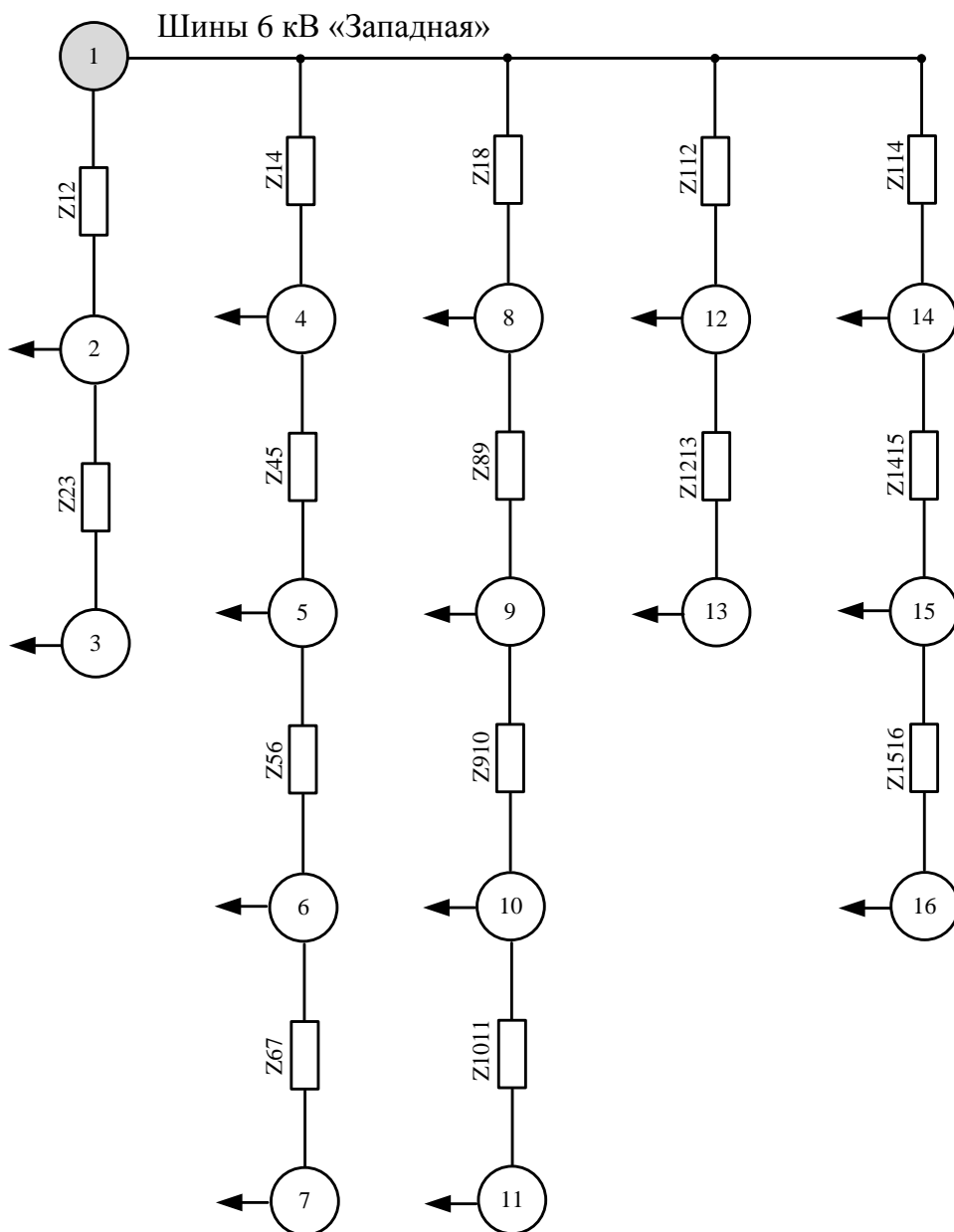


Рисунок 2 – Схема замещения для расчета режима работы

Таблица 3 – Нагрузки в узлах схемы

Номер узла	Название ТП	Uном (кВ)	Перспективные нагрузки в узлах сети	
			P (кВт)	Q (квар)
2	32	6,3	666,7	266,6
3	30		558,4	223,3
4	25		141,2	56,5
5	52		561,1	224,4
6	53		521,2	208,4
7	60		223,6	89,4
8	31,20		430,5	172,2
9	17		338,9	135,5
10	33		489,0	195,6
11	100		339,9	135,9
12	9		341,6	136,6
13	48		879,5	351,8
14	34		133,9	53,5
15	12		521,4	208,5
16	63		119,1	47,6

Таблица 4 – Параметры ветвей

Ветви	R (Ом)	X (Ом)
1-2	2,8	2,8
2-3	0,04	0,04
1-4	0,4	0,4
4-5	2,2	2,2
5-6	0,16	0,16
6-7	0,12	0,12
1-8	0,2	0,2
8-9	0,2	0,2
9-10	0,2	0,2
10-11	0,8	0,8
1-12	0,12	0,12
12-13	0,47	0,47
1-14	0,36	0,36
14-15	3,12	3,12
15-16	2,8	2,8

Результаты расчета режима работы существующей сети при перспективных нагрузках приведены в таблицах 5, 6

Таблица 5 – Информация об узлах сети

Номер узла	Название ТП	Uном (кВ)	Напряжение в узлах сети	
			(кВ)	отклонение напряжения (%)
2	32	6	5,51	8,16
3	30		5,36	10,66
4	25		6,15	2,5
5	52		5,5	8,33
6	53		5,48	8,66
7	60		5,474	8,76
8	31,20		6,23	3,83
9	17		6,17	2,83
10	33		6,13	2,2
11	100		6,07	1,2
12	9		6,27	4,5
13	48		6,18	3
14	34		6,23	3,83
15	12		5,78	3,66
16	63		5,75	4,16

Отклонения напряжений в некоторых узлах сети в нормальном режиме работы превышают допустимые значения, следовательно, требуется увеличение сечения распределительных сетей с целью соответствия увеличению нагрузки.

Значительные потери мощности наблюдаются на участках 1- 2 (порядка 10% от передаваемой мощности в сечении), так же в сечении 4 – 5 из за относительно большой протяженности линии потери составляют 9% от передаваемой по сечению мощности. Подробно расчет приведен в приложении Б



Таблица 6 – Информация о ветвях сети

Ветви	Поток мощности в начале участка (кВА)	Поток мощности в конце участка (кВА)	Потери мощности на участке сети (кВА)
1-2	1367,1 + i631,2	1236,1 + i501,2	130,5 + i130,5
2-3	569,6 + i234,4	558,4 + i223,3	11,2 + i11,2
1-4	1593,0 + i724,9	1563,0 + i694,6	30,2 + i30,2
4-5	1422,0 + i638,1	1309,1 + i525,5	112,9 + i112,9
5-6	747,6 + i300,7	744,9 + i298,1	2,66 + i2,66
6-7	223,7 + i89,6	223,6 + i89,4	0,18 + i0,18
1-8	1629,6 + i670,2	1614,0 + i654,5	15,65 + i15,65
8-9	1183,0 + i482,3	1175,0 + i747,1	8,28 + i8,28
9-10	835,8 + i338,4	831,6 + i334,3	4,15 + i4,15
10-11	342,6 + i138,7	339,9 + i135,9	2,76 + i2,76
1-12	1238,0 + i504,8	1232,0 + i499,3	5,47 + i5,47
12-13	890,4 + i362,7	879,5 + i351,8	10,93 + i10,93
1-14	820,6 + i355,9	813,3 + i348,6	7,28 + i7,28
14-15	679,4 + i295,1	641,1 + i256,1	38,41 + i38,41
15-16	119,61 + i48,1	119,1 + i47,6	0,51 + i0,51

## 6 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 6 КВ

В данном разделе рассматривается расчет сечения питающих ВЛ 6 кВ, при этом вариант схемы сети остается неизменным тк требования по надежности электроснабжения не изменяются с увеличением мощности нагрузок. В разделе так же производится выбор мощности трансформаторов на ТП в соответствии с перспективными нагрузками.

### 6.1 Выбор мощности трансформаторов ТП

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности [3]:

$$S_{pmp} = \frac{S_p}{K_3 \cdot N} \quad (1)$$

где  $K_3$  - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных ТП  $K_3 = 0,8 - 0,85$ , двух трансформаторных -  $0,7$ );

$N$  – количество трансформаторов

$S_p$  - расчетная мощность нагрузки ТП (кВА)

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на ТП 32, определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{pmp} = \frac{S_p}{K_3 \cdot N} = \frac{740,8}{0,7 \cdot 2} = 529,1 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ТП 32 трансформатор типа ТМ 630/6, с системой естественной циркуляции воздуха и масла.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределе:

$$K_{зф} = \frac{S_p}{S_{норм} \cdot N} \leq K_3 = 0,74 \quad (2)$$

32: Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора на ТП

$$K_{зф} = \frac{740,8}{630 \cdot 2} = 0,58$$

Расчет мощности трансформаторов на остальных ТП приведен в таблице 7

Таблица 7 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

№ ТП	Sp (кВА)	Sptr (кВА)	Коэффициент загрузки	n× Stp (кВА)
32	740,8	529,1	0,58	2×630
30	620,4	775,5	0,62	1×1000
25	156,9	196,125	0,63	1×250
52	623,5	779,375	0,62	1×1000
53	579,1	723,875	0,58	1×1000
60	248,5	310,625	0,62	1×400
31	478,4	341,7	0,59	2×400
20	376,5	470,625	0,59	1×630
17	543,4	679,25	0,54	1×1000
33	377,7	472,125	0,59	1×630
100	379,6	271,1	0,47	2×400
9	977,3	1222,3	0,61	1×1600
48	148,8	186	0,59	1×250
34	579,3	724,125	0,58	1×1000
12	132,3	165,375	0,53	1×250
63	367,6	459,5	0,58	1×630

При определении коэффициента загрузки трансформаторов видно, что он на некоторых ТП имеет значение порядка 0,5 – 0,7 в данном случае трансформаторы работают в половину мощности, марка и параметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	$\Delta P_x$ (кВт)	$\Delta P_k$ (кВт)	$U_k$ (%)	$I_x$ (%)
ТМГ – 1000/6	1,55	10,2	5,5	1,6
ТМГ – 630/6	1,25	8,5		1,7
ТМГ – 400/6	0,9	5,9		1,8
ТМГ – 250/6	0,61	4,5		1,9
ТМГ – 1600/6	2,8	15,0		1,3

## 6.2 Выбор сечений распределительной сети 6 кВ

Для выбора провода питающего ТП, необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 6 кВ.

Расчетные электрические нагрузки сетей 6 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (РП, ЦП и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок, принимаемый по [2].

При определении расчетной нагрузки к ней прибавляются потери в трансформаторах. Потери в трансформаторах определяются по следующим формулам:

Потери активной мощности (кВт) [2]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_s^2 + \Delta P_x \quad (3)$$

Потери реактивной мощности (квар):

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{\text{тн.ом}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тн.ом}}}{100} \quad (4)$$

где  $P_n$  - расчетная активная мощность нагрузки (кВт)

$Q_n$  - расчетная реактивная мощность нагрузки (квар)

$R$  - активное сопротивление трансформатора (ом)

$X$  - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

$\Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе ТП 32:

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot K_3^2 + \Delta P_x = 0,74^2 \cdot 10,8 + 1,55 = 7,14 \quad (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_H^2}{100 \cdot S_{\text{тн.ом}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тн.ом}}}{100} = \frac{5,5 \cdot 740,8^2}{100 \cdot 630} + \frac{1,6 \cdot 630}{100} = 16,04 \quad (\text{квар})$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{7,14^2 + 16,04^2} = 17,56 \quad (5)$$

Результаты расчета потерь мощности в остальных трансформаторах приведены в таблице 9.

Определяем поток мощности в начале участка включающего следующие ТП: 32, 30, 60, 53, 52, 25 с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки (кВА):

$$S_{p1} = (S_{p32} + S_{p30} + S_{p53} + S_{p52} + S_{p25}) \cdot 0,8$$

$$S_{p1} = (758,35 + 637,34 + 256,39 + 595,88 + 640,44 + 162,25) \cdot 0,8 = 2441,15 \quad (\text{кВА})$$

Для участков петли включающей ТП: 31, 20, 17, 33, 100, 48, 9

$$S_{p2} = (S_{p31} + S_{p20} + S_{p17} + S_{p33} + S_{p100} + S_{p9} + S_{p48}) \cdot 0,8$$

$$S_{p2} = (490,72 + 637,34 + 560,05 + 389,23 + 391,17 + 154,05 + 995,41) \cdot 0,8 = 3619,19 \quad (\text{кВА})$$

Для участков третьей петли включающей ТП: 34, 12, 63

$$S_{p3} = (S_{p34} + S_{p12} + S_{p63}) \cdot 0,8$$

$$S_{p3} = (596,08 + 137,43 + 379,10) \cdot 0,8 = 890,66 \text{ (кВА)}$$

Таблица 9 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 6 кВ сети

Номер ТП	Коэффициент загрузки	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)
		(кВт)	(квар)	(кВА)	
32	0,74	7,14	16,04	17,56	758,35
30	0,62	5,47	16,03	16,94	637,34
25	0,63	2,39	4,78	5,35	162,25
52	0,62	5,47	16,03	16,94	640,44
53	0,58	4,98	16,03	16,78	595,88
60	0,62	3,16	7,23	7,89	256,39
31	0,75	6,03	10,75	12,32	490,72
20	0,59	4,20	10,74	11,53	388,03
17	0,54	4,52	16,0	16,65	560,05
33	0,59	4,20	10,74	11,53	389,23
100	0,6	4,31	10,74	11,57	391,17
9	0,61	8,38	16,05	18,1	995,41
48	0,59	2,17	4,78	5,25	154,05
34	0,58	4,98	16,03	16,78	596,08
12	0,53	1,87	4,77	5,13	137,43
63	0,58	4,10	10,74	11,50	379,10

Определяем расчетный ток в рассматриваемых сечениях по следующей формуле (А) [2]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (6)$$

Определим расчетный ток для каждой петли:

$$I_{p1} = \frac{S_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2441,15}{\sqrt{3} \cdot 6} = 234,91 \text{ (А)}$$

$$I_{p2} = \frac{S_{p2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3619,19}{\sqrt{3} \cdot 6} = 338,26(\text{A})$$

$$I_{p3} = \frac{S_{p3}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{890,66}{\sqrt{3} \cdot 6} = 85,71(\text{A})$$

Таблица 10 – Выбор сечения провода на напряжение 6 кВ

Участок	Расчетная нагрузка (кВА)	Ток (А)	Сечение провода, мм <sup>2</sup>
Петля 1	2441,15	234,91	120
Петля 2	3619,19	338,26	
Петля 3	890,66	85,71	35

Проведенный ранее расчет режима работы существующей сети выполненной проводом марки АС -70 при перспективных нагрузках показывает что напряжения в некоторых узлах близки к минимально допустимым по условиям качества электрической энергии, исходя из этого принимаем к установке самонесущий изолированный провод марки СИП-3 сечением 120 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 340 А для петли №1,2, для петли №3 принимаем 35 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 160 А. Это защищенный провод, представляющий собой одножильный многопроволочный проводник, покрытый защитной оболочкой.

Таблица 11 - Характеристики провода СИП 3

Номинальное переменное напряжение частоты 50Гц, кВ	20,0
Рабочая температура жилы, не более °С	90
Температура жилы в режиме перегрузки в течение 8 часов, не более °С	130
Температура жилы при коротком замыкании, °С	250
Температура окружающей среды, мин/макс. °С	-50/+50
Монтаж при температуре, не ниже °С	-20
Прочность при растяжении проволок из алюминиевого сплава до их скрутки в нулевую несущую жилу, не менее Н/мм <sup>2</sup> С	295
Срок службы, лет	25
Гарантийный срок эксплуатации, лет	3

Таблица 12 - Характеристики провода СИП 3

Сечение, (мм. кв)	Допустимая токовая нагрузка (А)	Ток короткого замыкания (кА)	Максимальный наружный диаметр (мм)
120	340	10,9	18,0
35	160	3,2	12,0

### 6.3 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания трехфазного и двухфазного в сетях 6 кВ для проверки проводников на термическую стойкость.

На рисунке 4 представлена схема сети для расчета токов КЗ.

Сопротивление системы определяется по формуле (Ом) [5]:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз6}} \quad (7)$$

где  $I_{кз6}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ПС «Западная», принимается 20,02 кА (определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Западная»).

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (8)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (9)$$

где  $x_0, r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление провода, Ом/км;

$L$  – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА) [6]:

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} \quad (10)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):



$$I_{\text{поз}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{по}} \quad (11)$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314} \quad (12)$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} \quad (13)$$

Ударный ток короткого замыкания (кА):

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} \right) \quad (14)$$

Подробно рассмотрим расчет токов КЗ для расчетной точки находящейся на стороне ВН ТП 32.

Сопротивление системы определяется по:

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 20,02} = 0,36 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков ВЛ :

$$X_n = 0,4 \cdot 7,1 = 2,84 \text{ (Ом)}$$

$$R_n = 0,29 \cdot 7,1 = 2,06 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,06^2 + (0,36 + 2,84)^2}} = 0,96 \text{ (кА)}$$

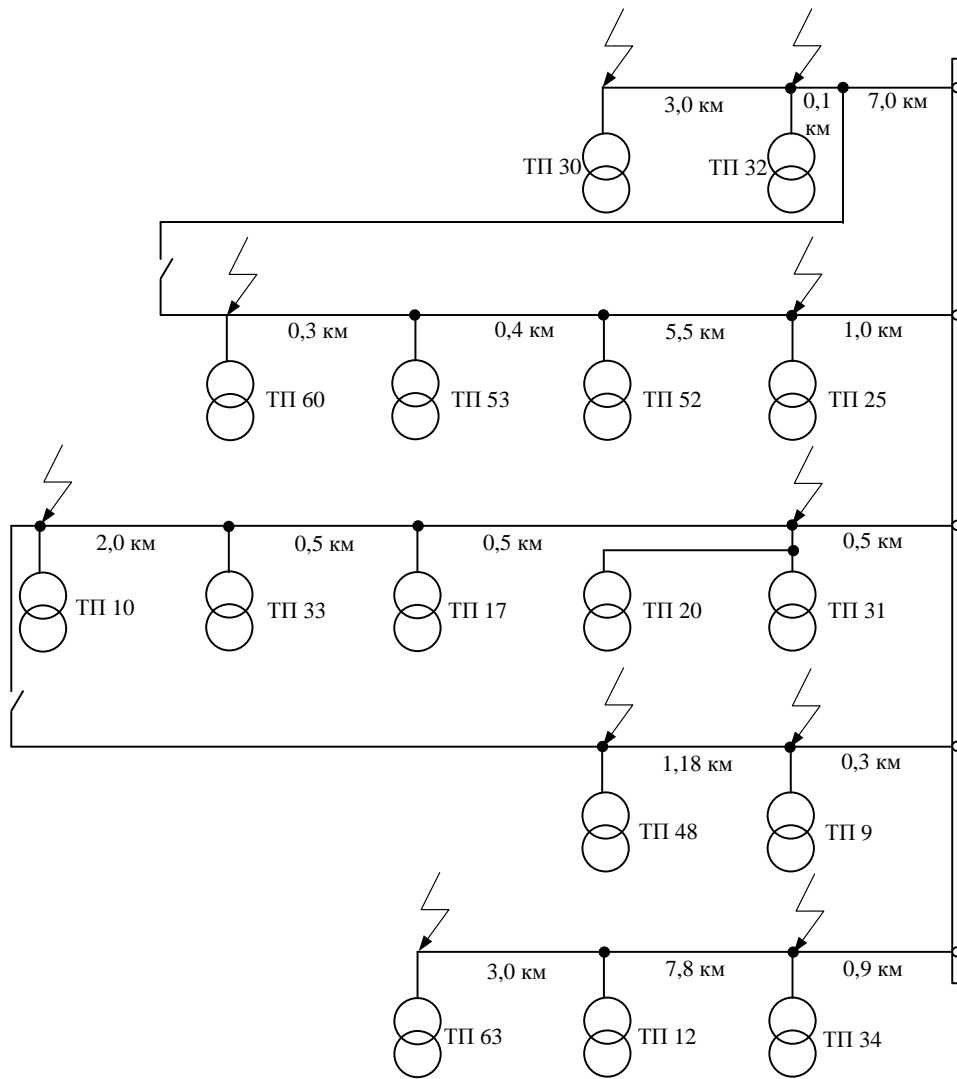


Рисунок 3 – Определение расчетных точек КЗ в сети 6 кВ

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{поз}} = \frac{\sqrt{3}}{2} 0,96 = 0,83 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{3,2}{2,06 \cdot 314} = 0,005$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0.01}{0.005}} = 1,14$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,96 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,005}}\right) = 1,36 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 6 кВ

Линия	Длина (км)	Z (Ом)	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
ПС – ТП32-ТП30					
ближняя ТП 32	7,1	3,77	0,96	0,83	1,36
дальняя ТП 30	10,1	5,23	0,69	0,6	0,98
ПС – ТП25-ТП52-ТП53-ТП60					
ближняя ТП 25	1	0,81	4,49	3,89	6,35
дальняя ТП 60	7,2	3,82	0,95	0,83	1,35
ПС – ТП31-ТП20-ТП17-ТП33-ТП100					
ближняя ТП 31	0,97	0,79	4,57	3,95	6,46
дальняя ТП 100	3,5	2,01	1,81	1,56	2,55
ПС – ТП9-ТП50					
ближняя ТП 9	0,3	0,49	7,46	6,46	10,56
дальняя ТП 50	1,48	1,04	3,5	3,03	4,95
ПС – ТП34-ТП12-ТП63					
ближняя ТП 34	0,9	2,25	1,59	1,37	2,24
дальняя ТП 63	11,7	4,85	0,41	0,35	0,72

Максимальное значение тока КЗ находится на стороне ВН ТП 9, ток трехфазного КЗ в данном случае составляет 7,46, ТП находится ближе всех ТП к ПС «Западная».

#### 6.4 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ

При КЗ возникает электрическая дуга. Температура ствола дуги может достигать  $2000^{\circ}$ , что может привести провода и аппараты в негодность. Необходимо на основе рассчитанных величин токов проверить выбранные сечения на устойчивость к воздействию к токам КЗ с учётом времени реагирования средств РЗ и А [6].

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} \quad (15)$$

где  $I_{по}$  - установившееся значение тока КЗ;

$t_n$  - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с).

$K_T$  - температурный коэффициент, равный 95.

Для примера рассчитается термически стойкое к токам КЗ сечение для магистрали ПС - ТП 32 – ТП 30:

$$S_{T32} = \frac{0,96 \cdot \sqrt{0,055}}{95} = 2,37 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$S_{T30} = \frac{0,69 \cdot \sqrt{0,055}}{95} = 1,71 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше минимального сечения СИП – 3. Сечение СИП – 3 проходит по устойчивости так как результат расчёта по данной формуле округляется в меньшую сторону ввиду погрешности формулы. Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично, результаты в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка сечений линий 6 кВ

Линия	$I_{по}$ (кА)	$S_T$ (мм.кв.)	$S_{факт}$ (мм <sup>2</sup> )
ПС – ТП32-ТП30			
ближняя ТП 32	0,96	2,37	120
дальняя ТП 30	0,69	1,71	
ПС – ТП25-ТП52-ТП53-ТП60			
ближняя ТП 25	4,49	11,08	120
дальняя ТП 60	0,95	2,34	
ПС – ТП31-ТП20-ТП17-ТП33-ТП100			
ближняя ТП 31	4,57	11,28	120
дальняя ТП 100	1,81	4,47	
ПС – ТП9-ТП50			
ближняя ТП 9	7,46	18,42	120
дальняя ТП 50	3,5	8,64	
ПС – ТП34-ТП12-ТП63			
ближняя ТП 34	1,59	2,9	35
дальняя ТП 63	0,41	1,01	

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают что все ВЛ проходят данную проверку.

### 6.5 Расчет режима работы сети после реконструкции с перспективными нагрузками

В данном разделе рассматривается расчет параметров режима работы, и определение по его результатам параметров режима работы.

Схема замещения сети не изменяется и указана на рисунке 4.

Таблица 15 – Параметры ветвей

Ветви	R (Ом)	X (Ом)
1-2	1,96	2,8
2-3	0,03	0,04
1-4	0,28	0,4
4-5	1,54	2,2
5-6	0,11	0,16
6-7	0,08	0,12
1-8	0,14	0,2
8-9	0,14	0,2
9-10	0,14	0,2
10-11	0,56	0,8
1-12	0,08	0,12
12-13	0,33	0,47
1-14	0,25	0,36
14-15	2,18	3,12
15-16	1,96	2,8

Результаты расчета режима работы существующей сети при перспективных нагрузках приведены в таблицах.

Таблица 16 – Расчетные нагрузки на стороне ВН ТП с учетом потерь в трансформаторах

Номер ТП	Расчетная нагрузка узла (кВт)	Расчетная нагрузка узла (кВАр)
32	673,85	282,72
30	563,89	239,39
25	143,65	61,28
52	566,63	240,49
53	526,22	224,52
60	226,85	96,70
31	436,60	182,98
20	343,13	146,31
17	493,60	211,63
33	344,10	146,70
100	345,99	147,41
9	887,95	367,88
48	136,15	58,37
34	526,38	224,59
12	120,9	52,4
63	334,95	143,08

Таблица 17 – Информация об узлах сети

Номер узла	Название ТП	Уном (кВ)	Напряжение в узлах сети	
			(кВ)	отклонение напряжения (%)
2	32	6	5,77	3,8
3	30		5,7	5,0
4	25		6,19	3,2
5	52		5,77	3,8
6	53		5,73	4,5
7	60		5,7	5,0
8	31,20		6,23	3,8
9	17		6,19	3,2
10	33		6,17	2,8
11	100		6,12	2,0
12	9		6,28	4,7
13	48		6,27	4,5
14	34		6,24	4,0
15	12		5,99	0,001
16	63		5,92	0,01

Таблица 18 – Информация о ветвях сети

Ветви	Поток мощности в начале участка (кВА)	Поток мощности в конце участка (кВА)	Потери мощности на участке сети (кВА)
1-2	1336,0 + i663,01	1246,12 + i533,46	90,68 + i129,55
2-3	571,83 + i250,74	563,89 + i239,39	7,94 + i11,35
1-4	1566,73 + i769,98	1546,01 + i740,379	20,72 + i29,59
4-5	1402,65 + i679,09	1322,10 + i564,79	80,15 + i114,51
5-6	755,09 + i324,11	753,19 + i321,41	1,89 + i2,7
6-7	226,98 + i96,88	226,85 + i96,7	0,13 + i0,18
1-8	1989,59 + i872,43	1973,31 + i849,16	16,27 + i23,25
8-9	1193,58 + i519,86	1187,69 + i511,45	5,89 + i8,42
9-10	694,08 + i299,82	692,08 + i296,96	2,00 + i2,85
10-11	347,98 + i150,26	345,99 + i147,41	1,99 + i2,85
1-12	1026,89 + i430,23	1024,29 + i426,51	2,61 + i3,72
12-13	136,33 + i58,63	136,15 + i58,37	0,18 + i0,26
1-14	1006,0 + i454,58	998,81 + i443,74	7,58 + i10,83
14-15	472,42 + i219,16	458,66 + i199,49	13,76 + i19,66
15-16	337,76 + i147,09	334,95 + i143,08	2,81 + i4,01

Расчет режима работы сети после реконструкции показывает нормальные значения отклонений напряжения во всех точках сети. Подробно расчет приведен в приложении В

### **6.6 Выбор числа и мощности трансформаторов**

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции «Западная» реактивной мощности. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к ПС «Западная». Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Как указывалось ранее на ПС «Западная» по условиям надежности электроснабжения потребителей второй категории должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов,

второй должен обеспечить полной мощностью обозначенных потребителей.

Расчетная мощность трехобмоточного трансформатора для подстанции «Западная» определяется по следующей формуле (МВА):

$$S_P = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (16)$$

где  $S_P$  – расчётная мощность трансформатора (кВА);

$P_{нн}, P_{сн}$  – расчетная активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_{нн}, Q_{сн}$  – расчетная реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (кВАр);

$n_T$  – число трансформаторов;

$K_3$  – оптимальный коэффициент загрузки для двух-трансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot S_{ТНОМ}} \quad (17)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТНОМ}} \quad (18)$$



К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Западная» расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{(5,56 + 24,53)^2 + (4,14 + 17,61)^2}}{2 \cdot 0,7} = 26,52 \text{ (МВА)}$$

Выбираем трехобмоточный трансформатор типа ТДТН 40000/110 с номинальной мощностью 40 МВА, номинальное напряжение средней стороны 35 кВ низкой стороны 6 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла в корпусе, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(5,56 + 24,53)^2 + (4,14 + 17,61)^2}}{2 \cdot 40} = 0,462$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(5,56 + 24,53)^2 + (4,14 + 17,61)^2}}{40} = 0,924$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют значения не превышающие нормируемого. Следовательно, данный тип трансформатора принимаем к установке на ПС «Западная».

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора оборудования на ПС «Западная» и проверки его по термической, электродинамической и коммутационной стойкости к этим токам.

Расчетные точки короткого замыкания представлены на рисунке 5. Для снижения объема расчета приняты следующие упрощения: расчетная схема упрощается до одной подстанции и одного источника питания который в свою очередь представляется как энергосистема с неизменной во времени периодической составляющей тока короткого замыкания, так же в качестве источников для подпитки места короткого замыкания будут учтены узлы нагрузки на шинах низкого напряжения подстанций «Западная».

На рисунке 6 представлена схема замещения для выполнения расчета токов короткого замыкания с тремя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «Западная».

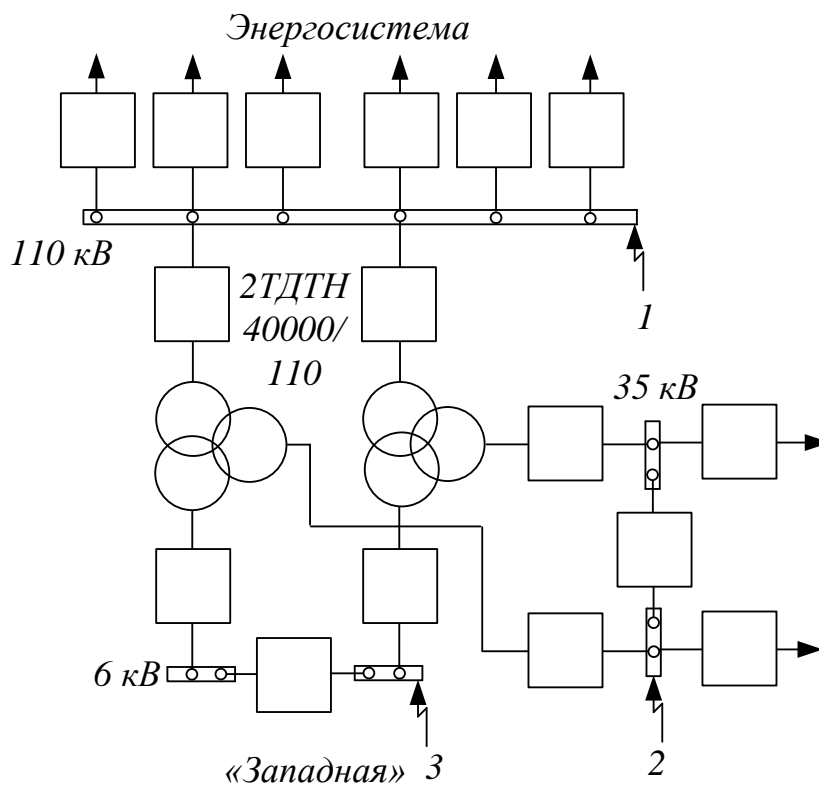


Рисунок 5 – Расчетные точки короткого замыкания

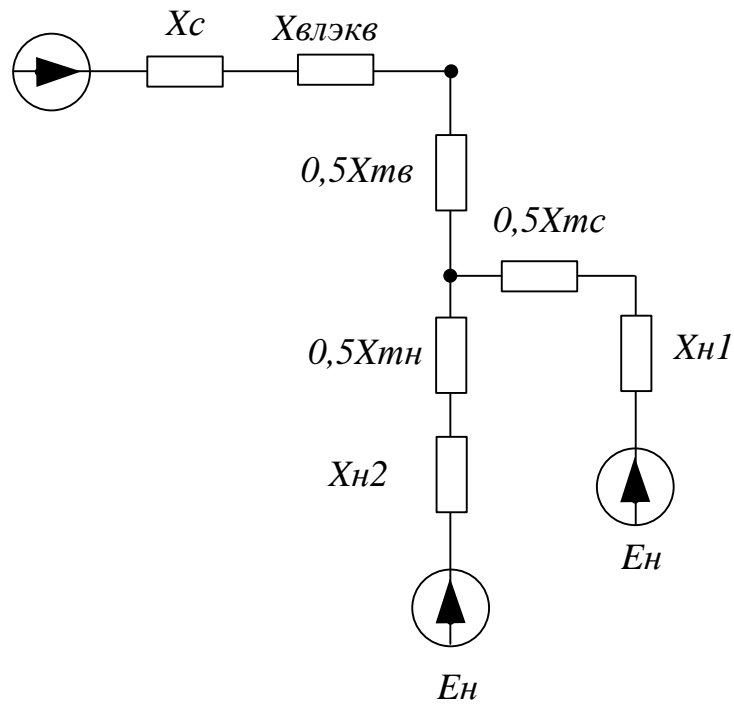


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Рассмотрим расчет тока КЗ в контрольной точке №1 (шины 110 кВ ПС «Западная»). Расчет выполняется в именованных единицах с использованием среднего ряда напряжений.

Сопротивление системы со стороны источников питания определяется через отключающую способность выключателей, эквивалентное сопротивление системы делится на количество источников как при параллельном эквивалентировании (всего источников 6):

$$X_c = \frac{U_{CP}^2}{\sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{OT}} = \frac{115^2}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 40} \cdot \frac{1}{6} = 0,27 \text{ (Ом)} \quad (19)$$

где  $U_{CP}$  – среднее напряжение на стороне 110 кВ (кВ);

$I_{OT}$  – отключающая способность выключателей на источниках питания (кА);

Сопrotивление ВЛ параллельным эквивалентированием всех отходящих ВЛ с учетом их протяженности до других ПС как источников питания:

$$X_{ВЛ} = X_{уд} \cdot L \text{ (Ом)} \quad (20)$$

где  $X_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ (Ом/км)

$L$  – длина соответствующего участка ВЛ (км);

$$X_{ВЛЭКВ} = X_{уд} \cdot L = 0,4 \cdot 13,5 = 5,4 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление обмоток трехобмоточных трансформаторов ПС «Западная» приведенное к стороне 110 кВ (принимая сопротивление обмотки среднего напряжения равным 0):

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%bc} + u_{K\%bn} - u_{K\%cn}) \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} \quad (21)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{115^2}{40} \cdot \frac{1}{2} = 17,77 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%bc} + u_{K\%bn} + u_{K\%cn}) \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} \quad (22)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{115^2}{40} \cdot \frac{1}{2} = 11,15 \text{ (Ом)}$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА)

Сопротивление обобщенной нагрузки приведенное к высокой стороне:

$$X_H = \frac{x_{О.Н.} \cdot U_{CP}^2}{S_H} \cdot K_{TP}^2 \quad (23)$$

где  $x_{O.H.}$  – сопротивление нагрузки (о.е.)

$S_H$  – мощность нагрузки (МВА)

$U_{CP}$  – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

$K_{TP}$  – коэффициент трансформации трансформатора

Для ПС «Западная»:

$$X_{H1} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H1}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 37^2}{21,57} \cdot \frac{115^2}{37^2} = 214,59 \text{ (Ом)}$$

$$X_{H2} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H2}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 6,3^2}{6,93} \cdot \frac{115^2}{6,3^2} = 724,37 \text{ (Ом)}$$

Определяем ЭДС системы приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{C.O.} \cdot U_C = 1 \cdot 115 = 115 \text{ (кВ)} \quad (24)$$

где  $E_{C.O.}$  – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

Со стороны 35 кВ и со стороны 6 кВ

$$E_H = E_{H.O.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 37 \cdot \frac{115}{37} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (25)$$

$$E_H = E_{H.O.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 6,3 \cdot \frac{115}{6,3} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (26)$$

где  $E_{H.O.}$  – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Сворачиваем схему относительно точки №1 и определяем сопротивления при этом схема принимает вид после первого преобразования:

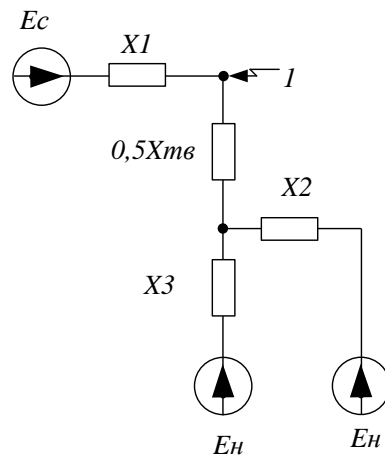


Рисунок 7 – Первое преобразование схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ВЛЭKB} = 0,27 + 5,4 = 5,67 \text{ (Ом)} \quad (27)$$

$$X2 = X_{H1} = 214,59 \text{ (Ом)} \quad (28)$$

$$X3 = X_{H2} + X_{TH} = 724,37 + 11,15 = 735,52 \text{ (Ом)} \quad (29)$$

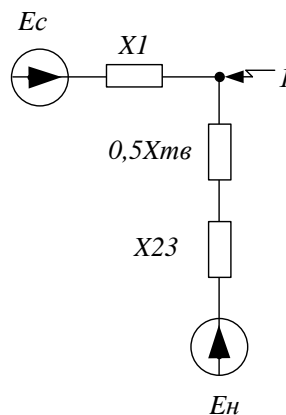


Рисунок 8 – Второе преобразование схемы замещения

$$X23 = \frac{X3 \cdot X2}{X3 + X2} = \frac{735,52 \cdot 214,59}{735,52 + 214,59} = 156,12 \text{ (Ом)} \quad (30)$$

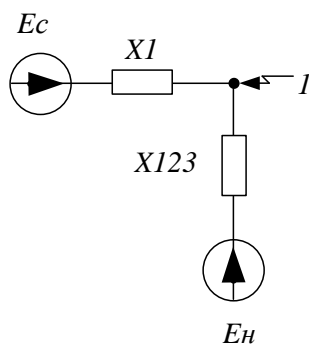


Рисунок 9 – Третье преобразование схемы замещения

$$X_{123} = X_{TB} + X_{23} = 17,77 + 156,12 = 173,89 \text{ (Ом)} \quad (31)$$

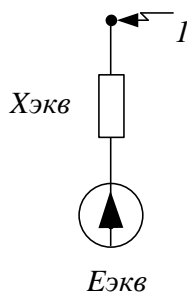


Рисунок 10 – Четвертое преобразование схемы замещения

$$X_{ЭКВ} = \frac{X1 \cdot X123}{X1 + X123} = \frac{5,67 \cdot 173,89}{5,67 + 173,89} = 5,43 \text{ (Ом)} \quad (32)$$

$$E_{ЭКВ} = \frac{X1 \cdot E_H + X123 \cdot E_C}{X1 + X123} = \frac{5,67 \cdot 97,75 + 173,89 \cdot 115}{5,67 + 173,89} = 114,45 \text{ (кВ)} \quad (33)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{П01} = \frac{E_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot X_{ЭКВ}} = \frac{113,53}{\sqrt{3} \cdot 5,38} = 12,06 \text{ (кА)} \quad (34)$$

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке №2, 3, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к соответствующей ступени трансформатора.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в точке 1 определяется по следующей формуле:

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\frac{-T_{oe}}{T_a}} \quad (35)$$

где  $I_{At}$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{ПО}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{oe}$  – время отключения выключателя с учетом работы релейной защиты (сек), в данном случае принимается 0,1 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Для точки К1 определяем данную величину по справочным данным:

$$T_a = 0,03$$

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Аperiodическая составляющая для К1:

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot 12,06 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,62 \text{ (кА)} \quad (36)$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{вд} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (37)$$

$$I_{вд} = \sqrt{2} \cdot 12,06 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 29,43 \text{ (кА)} \quad (38)$$



Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов КЗ сведены в таблицу 19:

Таблица 19 – Результаты расчета токов КЗ

Номер точки КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ (кА)	Апериодическая составляющая тока КЗ (кА)	Ударный ток КЗ (кА)
1	12,06	0,62	29,43
2	5,13	0,23	12,47
3	20,02	0,03	47,56

По полученным данным проводим выбор и проверку на термическую, коммутационную и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания оборудования на ПС «Западная».

## 8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110, 35, 6 кВ ПС «Западная»

В данном разделе рассматривается выбор основного силового и измерительного оборудования устанавливаемого на ПС «Западная».

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции «Западная». Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах во всех РУ ПС «Западная». Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 20. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений, приборы учета.

Определяем максимальные рабочие токи всех РУ ПС «Западная» по номинальной мощности трансформаторов, (кА)

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (39)$$

где  $S_M$  – максимальная мощность нагрузки трансформатора для ПС «Западная» (МВА) [6].

$$I_{M110} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9 \text{ (А)}$$

$$I_{M35} = \frac{40 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 35} = 440,1 \text{ (А)}$$

$$I_{M6} = \frac{40 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2445,3 \text{ (А)}$$

Таблица 20 – Информация о рабочих токах в РУ ПС «Западная»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	209,9
35	440,1
6	2445,3

### 8.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (40)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (41)$$

Термическая стойкость:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (42)$$

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

$t_{ТЕР}$  - время термической стойкости,

$B_K$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость:

$$i_{ПРСКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД} \quad (43)$$

где  $i_{ПРСКВ}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{ДИН}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение  $B_K$  можно определить по формуле (на примере расчетной точки №1):

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{ТЕР} + T_a) = 12,18^2 \cdot (3 + 0,03) = 445,06 \quad (44)$$

Принимаем к расчету выключатель типа ВГБУ-110 П - 40/2000 У1.

Выключатель баковый ВГБУ-110 II - 40/2000 У1 со встроенными трансформаторами тока предназначен для выполнения коммутационных операций (включений и отключений) в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,5) при номинальном напряжении 110 кВ и номинальной частоте 50Гц. Выключатель предназначен для работы в следующих условиях:

- нормальные значения климатических факторов внешней среды в соответствии с ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1 для климатического исполнения У
- категории размещения 1.



Рисунок 11 – Внешний вид выключателя типа ВГБУ 110

При этом:

- а) рабочее значение температуры окружающего воздуха:
  - верхнее - плюс 40 °С,
  - нижнее - минус 45 °С;

б) окружающая среда - не содержащая химически активных разъедающих оболочки и опасных в отношении взрыва примесей (содержание коррозионно-активных агентов для атмосферы типа II по ГОСТ 15150).

Сравнение параметров принятого выключателя с расчетными данными представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2000	209,9	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	40	12,06	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	29,43	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	40	12,06	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	18	0,62	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	102	29,43	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	440,03	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

## 8.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

Первоначально принимаем для установки вакуумный выключатель марки ВР35НС

Выключатели вакуумные наружной установки серии ВР35НС с воздушной изоляцией в полюсах (без трансформаторного масла) и приводом с использованием принципа двухпозиционной "магнитной защелки" соответствуют техническим условиям, а также ГОСТ . Выключатели серии ВР35НС предназначены для коммутации электрических высоковольтных цепей при нормальных и аварийных режимах сетей трехфазного переменного тока с

изолированной или частично заземленной нейтралью с номинальным напряжением 35 кВ частотой 50 (60) Гц.



Рисунок 12 – Внешний вид – VR35HC

Выключатели серии VR35HC применяется как комплектующее для открытых распределительных устройств 35кВ комплектных трансформаторных подстанций КТПБР-110/35/10(6), КТПБР-М-35/10(6) и блоков комплектных распределительных устройств серии КРП(Б) тяговых подстанций железной дороги, а также для расширения существующих подстанций и замены устаревших воздушных и масляных выключателей на них.

Вакуумные выключатели серии VR35HC разработаны на смену воздушным и масляным выключателям, обладая целым рядом преимуществ над ними. К основным таким преимуществам прежде всего следует отнести: механический ресурс до 30000 циклов; коммутационный ресурс 55 циклов при номинальном токе отключения; коммутационный ресурс 30000 циклов при номинальном токе; цельнолитая кремнийорганическая изоляция полюсов по сравнению с применяемой ранее и по сравнению с керамическими покрывками

позволила значительно уменьшить массу и габариты выключателя, существенно повысить надежность изоляции; применение полимерной изоляции в конструкции позволило отказаться от традиционного заполнения полюса трансформаторным маслом, что значительно повысило надежность и пожаробезопасность выключателя; применяемость в схемах на постоянном и переменном оперативном напряжении; минимум обслуживания; гарантийный срок эксплуатации 2,5 года.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 22.

Таблица 22– Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	440,1	$I_{НОМ} \geq I_{\text{м}}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	5,13	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	52	12,47	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	5,13	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	8	0,23	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	52	12,43	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1200	184,25	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

### 8.3 Выбор выключателей на стороне 6 кВ

Первоначально выбираем выключатель вакуумный ВВЭ-СМ-10-50/2500  
Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 23:

Таблица 23 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	2445,3	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	50	20,02	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	128	47,56	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	50	20,02	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	12	0,03	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	128	47,56	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7500	1201,25	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

#### 8.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [4].

Выбор разъединителей 110 кВ.

По номинальному напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двух колонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	209,9	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	80	29,43	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2790,75	440,03	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$



Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ.

На номинальном напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя принимается – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	440,1	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	63	12,43	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1875	184,25	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

### 8.5 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока во всех РУ должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электромеханическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Нагрузка вторичных цепей трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (45)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_K = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (46)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 6 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Определяем сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление соединительных проводов (для 35, 6 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43$$

Определяем сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (47)$$

где  $S_{\text{ПР}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 1$  А.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 26, 27, 28.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{\text{ПР}}=1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов определяется как:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ  $S_{\text{ПР}} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов определяется как:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ  $S_{\text{ПР}} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов определяется как:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока рассчитывается по:

$$Z_{2,110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2.6} = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 (\text{Ом})$$

Проверяем встроенный в выключатель трансформатор тока Сравнение параметров трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	2,43	$z_{2\text{ном}} \geq z_2$

Выбираем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 500 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	500	440,1	$I_{НОМ} \geq I_M$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	125	12,43	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7203	184,25	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	1,15	$z_{2\text{ном}} \geq z_2$

Выбираем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК-6-I-1 с номинальным током первичной обмотки 2500 А.

Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	6	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	2445,3	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	120	47,56	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	10800	1201,25	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 8.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (48)$$

где  $S_{2НОМ}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	11	1
Счетчик РЭ			
Сумма			45

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 33 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	45 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	4	1
Счетчик РЭ			
Сумма			20

Таблица 35 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 20 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его принимаем.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	12	1
Счетчик РЭ			
Сумма			16

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 37 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	16 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

### 8.7 Выбор жестких шин

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ 6 кВ ПС «Западная» составляет 1244,88 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами  $100 \times 8 \text{ мм}$  ( $8 \text{ см}^2$ ), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 2500А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ ( $\text{см}^2$ ).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{4947,89}}{91} = 0,77 \quad (49)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на электромеханическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{56,66}{8}} = 0,98 \quad (50)$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 8 ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (51)$$

Согласно расчету принимаем расстояние между изоляторами одной фазы 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{47560^2}{0,4} = 101,01 \text{ (Н/м)} \quad (52)$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток короткого замыкания на шинах (А).

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \quad (\text{см}^3) \quad (53)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:



$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{47560^2 \cdot 0,9^2}{13,33 \cdot 0,4} = 35,03 \text{ (МПа)} \quad (54)$$

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно сечение и схема установки жестких шин выбраны верно.

### 8.8 Выбор гибкой ошиновки

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС «Западная» с расчетом на перспективные нагрузки.

Принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 619 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не требуется.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (55)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

$r_0$  - радиус провода 1,18 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля на поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (56)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимаяем 115 кВ);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 13,8 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ . Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$14,7 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

## 8.9 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия

$$U_{НОПН} \geq U_{НСЕТИ}$$

Принимаем первоначально ОПН – 110 УХЛ1 номинальным напряжением 110 кВ

$$110 \geq 110$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{нРОПН}} \geq U_{\text{нРСЕТИ}}$$

Для этого типа ОПН согласно паспортным данным наибольшее рабочее напряжение составляет 77 кВ, наибольшее фазное напряжение сети составляет

$$U_{\text{нРСЕТИ}} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,7$$

$$77 \geq 72,7$$

Определяем энергию пропускаемую ОПН во время грозового импульса:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \quad (57)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений;

$U_{\text{ост}}$  - остающееся напряжение на ограничителе (222 кВ);

$Z$  - волновое сопротивление линии Ом;

$T$  - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9$$

где  $U_0$  - напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

$k$  – коэффициент полярности;

$l$  - длина защитного подхода.

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} 10^6 = 10,99 \text{ мкс},$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны;

$c$  - скорость распространения волны.

$$\mathcal{E} = \left( \frac{224,9 - 222}{415} \right) \cdot 222 \cdot 2 \cdot 10,99 = 34 \text{ (кДж)}$$

Согласно паспортным данным энергия поглощаемая данным типом ОПН составляет 220 кДж следовательно данный тип ОПН принимаем.

## 9 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Согласно правилам открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции «Западная» от прямых ударов молний осуществляется стержневыми молниеотводами.

Необходимо защитить линейные (высота 11 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции «Западная» значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ ПС «Западная» выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельно стоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельно стоящего 110 кВ – 19 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (58)$$

где  $h$  – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \quad (59)$$

Радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 8,1 \quad (60)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Меньшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-2 расположенных на расстоянии  $L$  друг от друга:

$$h_{c12} = h - \frac{L12}{7} = 19 - \frac{30}{7} = 14,7 \quad (61)$$

$$h_{c23} = h - \frac{L23}{7} = 19 - \frac{30}{7} = 14,7$$

$$h_{c36} = h - \frac{L36}{7} = 19 - \frac{25}{7} = 15,4$$

$$h_{c14} = h - \frac{L14}{7} = 19 - \frac{25}{7} = 15,4$$

$$h_{c54} = h - \frac{L54}{7} = 19 - \frac{30}{7} = 14,7$$

$$h_{c56} = h - \frac{L56}{7} = 19 - \frac{30}{7} = 14,7$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется как:

$$r_{cx12} = 1,6 \cdot \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}} = 1,6 \cdot \frac{14,7 - 11}{1 + \frac{11}{14,7}} = 3,4 \quad (62)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (м).

$$r_{cx23} = 1,6 \cdot \frac{h_{c23} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c23}}} = 1,6 \cdot \frac{14,7 - 11}{1 + \frac{11}{14,7}} = 3,4$$

$$r_{cx36} = 1,6 \cdot \frac{h_{c36} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c36}}} = 1,6 \cdot \frac{15,4 - 11}{1 + \frac{11}{15,4}} = 4,1$$

$$r_{cx14} = 1,6 \cdot \frac{h_{c14} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c14}}} = 1,6 \cdot \frac{15,4 - 11}{1 + \frac{11}{15,4}} = 4,1$$

$$r_{cx54} = 1,6 \cdot \frac{h_{c54} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c54}}} = 1,6 \cdot \frac{14,7 - 11}{1 + \frac{11}{14,7}} = 3,4$$

$$r_{cx56} = 1,6 \cdot \frac{h_{c156} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c56}}} = 1,6 \cdot \frac{14,7 - 11}{1 + \frac{11}{14,7}} = 3,4$$

Результаты расчета сведены в таблицу 39.

Таблица 39 – Параметры зон молниезащиты ПС «Западная»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
2 - 3	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
3 - 6	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
1 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
5 - 4	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
5 - 6	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4

## 10 РАСЧЕТ СХЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ОРУ - 110 КВ

Сопротивление искусственного заземлителя ПС «Западная» не должно превышать 0,5 Ом. Принимаем двухслойную модель грунта. Определяем эквивалентное сопротивление грунта через коэффициент сезонности:

$$\rho_{\text{экв}} = \rho \cdot \psi = 35 \cdot 1,5 = 52,5 \text{ (Ом}\cdot\text{м)} \quad (63)$$

где -  $\rho$  - удельное сопротивление грунта (Ом $\cdot$ м)

$\psi$  - коэффициент сезонности

$T$  - предельное время работы защиты для ОРУ (сек)

Размеры ОРУ - 110 кВ ПС «Западная» 80 $\times$ 130 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (130 + 3) \cdot (80 + 3) = 11039 \text{ (м}^2\text{)} \quad (64)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (65)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{11,35^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,27 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (66)$$

где -  $I_M$  - максимальный ток однофазного короткого замыкания ОРУ (согласно исходным данным для выполнения работы) (кА)

$T$  - предельное время работы защиты для ОРУ (сек)

$\beta$  - коэффициент термической стойкости для ОРУ.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:



$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (67)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{коп} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (68)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами  $l_{nn} = 5 \text{ (м)}$

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = \frac{(130+3)}{5} \cdot (80+3) + \frac{(80+3)}{5} \cdot (130+3) = 4415,6 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{4415,6}{2 \cdot \sqrt{11039}} = 21,06 \quad (69)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 22$

Длина стороны ячейки

$$L_y = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{11039}}{22} = 4,77 \text{ (м)} \quad (70)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) = 2 \cdot \sqrt{11039} \cdot (22+1) = 4833,06 \text{ (м)} \quad (71)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{11039}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 29,8 \quad (72)$$

Принимаем:  $n_e = 30$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_e = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) = 52,5 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{11039}} + \frac{1}{4833,06 + 4,0 \cdot 30} \right) = 0,407 \text{ (Ом)} \quad (73)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{11039}}{(21 + 320) \cdot (11,35 + 45)}} = 1,15 \quad (74)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,407 \cdot 1,15 = 0,468 \text{ (Ом)} \quad (75)$$

Сопротивление не превышает максимального значения следовательно расчет для ОРУ 110 кВ проведен верно.

## 11 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений в реконструкцию ПС «Западная». Расчет проводится по методике укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для дальнего востока и коэффициентом перевода стоимости оборудования на настоящее время.

Стоимость оборудования подстанции «Западная» определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2017 года (для Электроэнергетики индекс цен по отношению к ценам 2000 г. составляет 4,28) (согласно приложению №1 к письму Министерства энергетики и промышленности России).

Таблица с данными по основному оборудованию устанавливаемому на ПС и ВЛ представлено в таблицах 35, 36.

Определяем стоимость РУВН,, СН, НН ПС «Западная» [9]:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч6} \cdot K_{яч6}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (76)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент перевода цен 2000 года на 2017 год (равен 4,28)

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,3 [9]:

$N_{яч110}$  - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$  - стоимость ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года [9]:

$N_{яч35}$  - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$  - стоимость ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года [9]:

$N_{яч6}$  - количество ячеек выключателей 6 кВ

$K_{яч6}$  - стоимость ячейки выключателя 6 кВ в ценах 2000 года [9]:

$$K_{py} = (12 \cdot 7 + 7 \cdot 0,2 + 0,085 \cdot 11) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 480,36 \quad (\text{млн.руб})$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС «Западная»:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (77)$$

где  $N_{mp}$  - количество трансформаторов 110 кВ:

$K_{mp}$  - стоимость одного трансформатора 110 кВ в ценах 2000 года [9]:

$$K_{mp} = 2 \cdot 9,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 105,72$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции «Западная»:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (78)$$

где  $K_{пост}$  - постоянная часть затрат в ценах 2000 года [9]:

$$K_{пост} = 21 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Западная»:

$$K_{nc} = K_{пу} + K_{mp} + K_{пост} = 480,36 + 105,72 + 116,84 = 702,92 \text{ (млн.руб)}$$

Таблица 40 – Оборудование устанавливаемое на ПС «Западная»

Наименование	Тип	Номинальное напряжение (кВ)	Количество	Стоимость единицы в ценах 2000 года (млн.руб)	Полная стоимость в ценах 2016 года (млн.руб)
Оборудование устанавливаемое на ПС «Западная»					
Силовой трансформатор	ТДТН 40000/110	110	2	9,5	105,72
Ячейка выключателя	ВГБУ-110 П - 40/2000 У1	110	3	7	467,39
	ВР35НС	35	5	0,2	7,78
	ВВЭ-СМ-10-50/2500	10	13	0,085	5,2
Постоянная часть				21	116,84
Общая стоимость (млн.руб)					702,92

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования а так же амортизацию вычисляются по формуле:

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2}, \quad (79)$$

где  $\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$  - капитальные вложения, тыс.руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (80)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.) [9]:.

$$I_{AM} = 702,92 \cdot \frac{1}{20} = 35,15 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = I_{ЭКС.ПС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (81)$$

где  $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ:

$$I_{ЭКС} = 702,92 \cdot 0,059 = 41,47$$

Таким образом произведенные расчеты показали что стоимость реализации проекта по реконструкции и вводу в эксплуатацию ПС «Западная» и подключения ее к схеме внешнего электроснабжения составляют 702,92 млн. руб при этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 35,15 млн.руб/год, а на его эксплуатацию 41,47 млн.руб/год.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 12.1 Безопасность работы

В данной работе рассматривается модернизация подстанции 110 кВ «Западная», предполагается установка на данной ПС двух трехобмоточных трансформатора типа ТДТН 40000/110/35/6.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей отечественного производства типа ВГБУ и вакуумных выключателе ВР35НС, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Все работы по реконструкции электроустановок ПС «Западная», электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ или технологических карт, утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ.

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных нормативно технических документов указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители электромонтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

К вредным факторам в электроустановках следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанции «Западная» и линий электропередач, акустические

шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

## **12.2 Экологичность работы**

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанции «Западная» является масло. Загрязнение может произойти во время аварийных ситуаций, ремонтных работ. Рассмотрим расчет защиты от загрязнений силовых трансформаторов.

Для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Западная» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТН 40000/1100 с размерами (м) 6,8×4,8×6,4 и массой масла 23,2 т.

Принимаем следующие условия для расчета маслоприемника:

1) Габариты данного маслоприемника для приема трансформаторного масла выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемник должен предусматриваться закрытого исполнения вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслоприемник трансформатора выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень щебня должен находиться на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

3) Маслоприемник имеет специальную сигнализацию о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника для трансформатора.

Объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{mpm} = \frac{M}{\rho} = \frac{23,2}{0,88} = 26,36 \text{ (м}^3\text{)} \quad (81)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 15,0 тонн.

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

Находим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (6,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,8 + 2 \cdot 1,5) = 76,44 \text{ (м}^2\text{)} \quad (82)$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{bn} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (6,8 + 4,8) \cdot 2 \cdot 6,4 = 148,48 \text{ (м}^2\text{)} \quad (83)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Нормированный коэффициент пожаротушения и нормативное время тушения равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))} \quad t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (76,44 + 148,48) \cdot 10^{-3} = 80,97 \text{ (м}^3\text{)} \quad (84)$$

Находим объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{mmH2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H2O} = 26,36 + 0,8 \cdot 80,97 = 91,13 \text{ (м}^3\text{)}$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{mmH2O}$



$$H_{mn} = \frac{V_{mmH2O}}{S_{mn}} = \frac{91,13}{76,44} = 1,19 \text{ (м)} \quad (85)$$

Высота гравийной подушки принимается равной:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки принимается равной:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника определяется как:

$$H_{nmm} = H_{mn} + H_{en} + H_z = 1,19 + 0,05 + 0,25 = 1,49 \text{ (м)} \quad (86)$$

### 12.3 Чрезвычайные ситуации

При реконструкции ПС «Западная» должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции «Западная» предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ «Западная».

Пожарная безопасность на ПС «Западная» предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности здесь являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «Западная» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара

достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты на ПС «Западная» составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «Западная» обеспечивается:

А) максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

Б) ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;

В) предотвращением распространения пожара за пределы очага;

Г) применением различных средств пожаротушения;

Д) применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

Е) эвакуацией людей;

Ж) системами против дымной защиты;

З) применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

Предотвращение распространения пожара на ПС «Западная» обеспечивается:

А) устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

Б) установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

В) устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

Г) применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

Д) применением огнепреграждающих устройств;

Е) применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности в данном случае принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ на ПС «Западная».

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ на ПС «Западная», классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На ПС «Западная» широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется значительное количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения на ПС «Западная» применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в КРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично КРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, ящик с песком емкостью 0,5 м<sup>3</sup>.

На ПС «Западная» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной бакалаврской был предложен вариант реконструкции системы электроснабжения напряжением 6 кВ с центром питания ПС «Западная» и в частности замена силовых трансформаторов на более мощные. В процессе выполнения данной работы был проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций с центром питания ПС «Западная», Произведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано и проверено все основное оборудование на рассматриваемой ПС Рассчитаны зоны защиты от ударов молнии на ОРУ 110 кВ и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет защиты силового трансформатора. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cbr.ru>
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 9 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 10 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.
- 13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
- 14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
- 15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.
- 16 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 17 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
- 18 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 19 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 20 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
- 21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
22. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

23. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

24. Сობурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278тм-т1 (редакция 1994 г.),



ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет режима существующей сети с перспективными  
нагрузками

Номер узла	Название ТП	Уном (кВ)	Перспективные нагрузки в узлах сети	
			P (кВт)	Q (квар)
2	32	6,3	666,7	266,6
3	30		558,4	223,3
4	25		141,2	56,5
5	52		561,1	224,4
6	53		521,2	208,4
7	60		223,6	89,4
8	31,20		430,5	172,2
9	17		338,9	135,5
10	33		489,0	195,6
11	100		339,9	135,9
12	9		341,6	136,6
13	48		879,5	351,8
14	34		133,9	53,5
15	12		521,4	208,5
16	63		119,1	47,6

Ветви	R (Ом)	X (Ом)
1-2	2,8	2,8
2-3	0,04	0,04
1-4	0,4	0,4
4-5	2,2	2,2
5-6	0,16	0,16
6-7	0,12	0,12
1-8	0,2	0,2
8-9	0,2	0,2
9-10	0,2	0,2
10-11	0,8	0,8
1-12	0,12	0,12
12-13	0,47	0,47
1-14	0,36	0,36
14-15	3,12	3,12
15-16	2,8	2,8

Номер узла	Название ТП	Uном (кВ)	Напряжение в узлах сети	
			(кВ)	отклонение напряжения (%)
2	32	6	5,51	8,16
3	30		5,36	10,66
4	25		6,15	2,5
5	52		5,5	8,33
6	53		5,48	8,66
7	60		5,474	8,76
8	31,20		6,23	3,83
9	17		6,17	2,83
10	33		6,13	2,2
11	100		6,07	1,2
12	9		6,27	4,5
13	48		6,18	3
14	34		6,23	3,83
15	12		5,78	3,66
16	63		5,75	4,16

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет режима сети после реконструкции с перспективными нагрузками

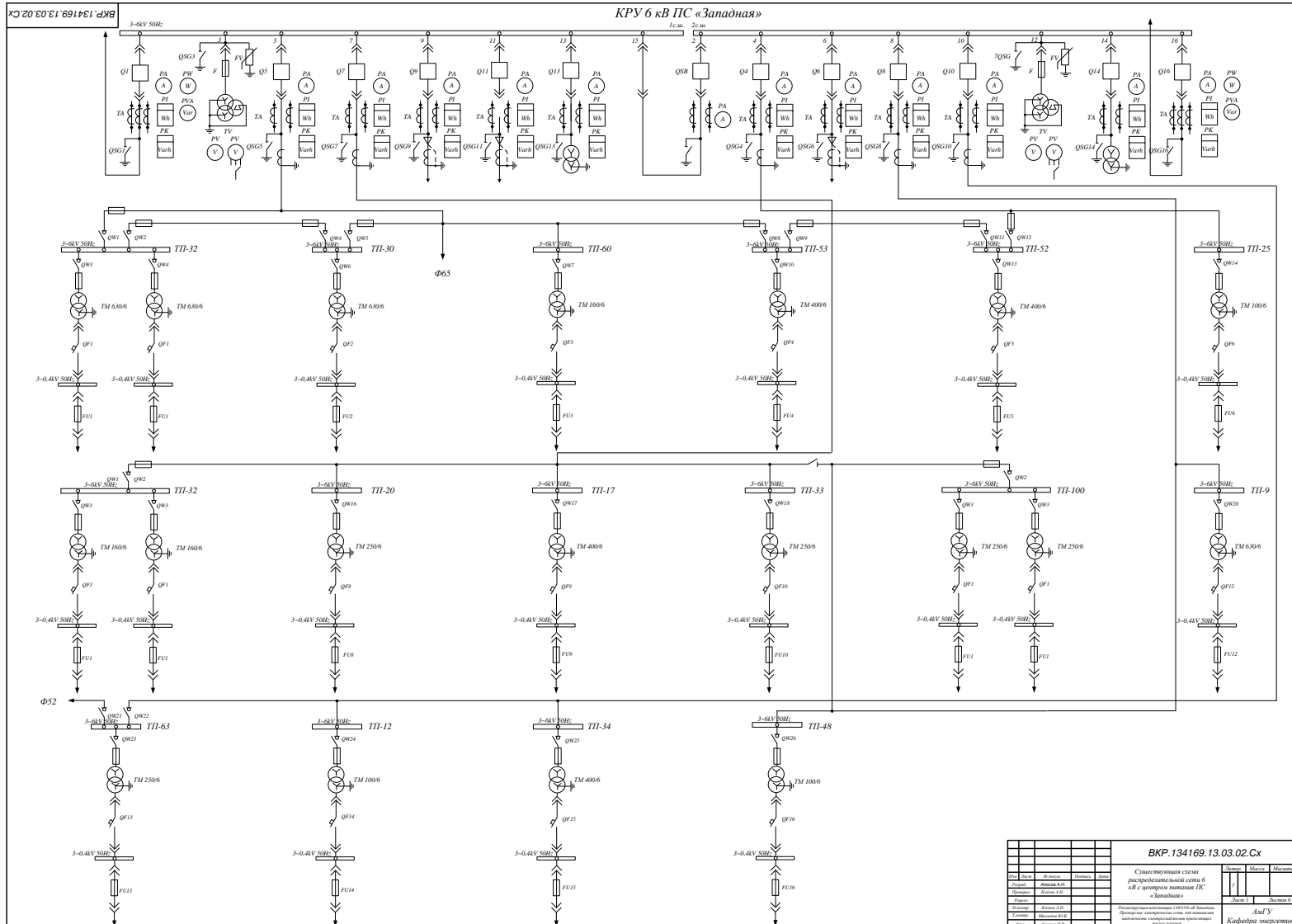
Ветви	R (Ом)	X (Ом)
1-2	1,96	2,8
2-3	0,03	0,04
1-4	0,28	0,4
4-5	1,54	2,2
5-6	0,11	0,16
6-7	0,08	0,12
1-8	0,14	0,2
8-9	0,14	0,2
9-10	0,14	0,2
10-11	0,56	0,8
1-12	0,08	0,12
12-13	0,33	0,47
1-14	0,25	0,36
14-15	2,18	3,12
15-16	1,96	2,8

Номер ТП	Расчетная нагрузка узла (кВт)	Расчетная нагрузка узла (кВАр)
32	673,85	282,72
30	563,89	239,39
25	143,65	61,28
52	566,63	240,49
53	526,22	224,52
60	226,85	96,70
31	436,60	182,98
20	343,13	146,31
17	493,60	211,63
33	344,10	146,70
100	345,99	147,41
9	887,95	367,88
48	136,15	58,37
34	526,38	224,59
12	120,9	52,4
63	334,95	143,08

Номер узла	Название ТП	Уном (кВ)	Напряжение в узлах сети	
			(кВ)	отклонение напряжения (%)
2	32	6	5,77	3,8
3	30		5,7	5,0
4	25		6,19	3,2
5	52		5,77	3,8
6	53		5,73	4,5
7	60		5,7	5,0
8	31,20		6,23	3,8
9	17		6,19	3,2
10	33		6,17	2,8
11	100		6,12	2,0
12	9		6,28	4,7
13	48		6,27	4,5
14	34		6,24	4,0
15	12		5,99	0,001
16	63		5,92	0,01

Ветви	Поток мощности в начале участка (кВА)	Поток мощности в конце участка (кВА)	Потери мощности на участке сети (кВА)
1-2	1336,0 + i663,01	1246,12 + i533,46	90,68 + i129,55
2-3	571,83 + i250,74	563,89 + i239,39	7,94 + i11,35
1-4	1566,73 + i769,98	1546,01 + i740,379	20,72 + i29,59
4-5	1402,65 + i679,09	1322,10 + i564,79	80,15 + i114,51
5-6	755,09 + i324,11	753,19 + i321,41	1,89 + i2,7
6-7	226,98 + i96,88	226,85 + i96,7	0,13 + i0,18
1-8	1989,59 + i872,43	1973,31 + i849,16	16,27 + i23,25
8-9	1193,58 + i519,86	1187,69 + i511,45	5,89 + i8,42
9-10	694,08 + i299,82	692,08 + i296,96	2,00 + i2,85
10-11	347,98 + i150,26	345,99 + i147,41	1,99 + i2,85
1-12	1026,89 + i430,23	1024,29 + i426,51	2,61 + i3,72
12-13	136,33 + i58,63	136,15 + i58,37	0,18 + i0,26
1-14	1006,0 + i454,58	998,81 + i443,74	7,58 + i10,83
14-15	472,42 + i219,16	458,66 + i199,49	13,76 + i19,66
15-16	337,76 + i147,09	334,95 + i143,08	2,81 + i4,01

# Приложение В



Исполнитель:	Проверено:	Дата:	Листы:	Лист №:
Составитель:	Согласовано:	Содержит:	Листы:	Листы:
Утверждено:	Согласовано:	Содержит:	Листы:	Листы:

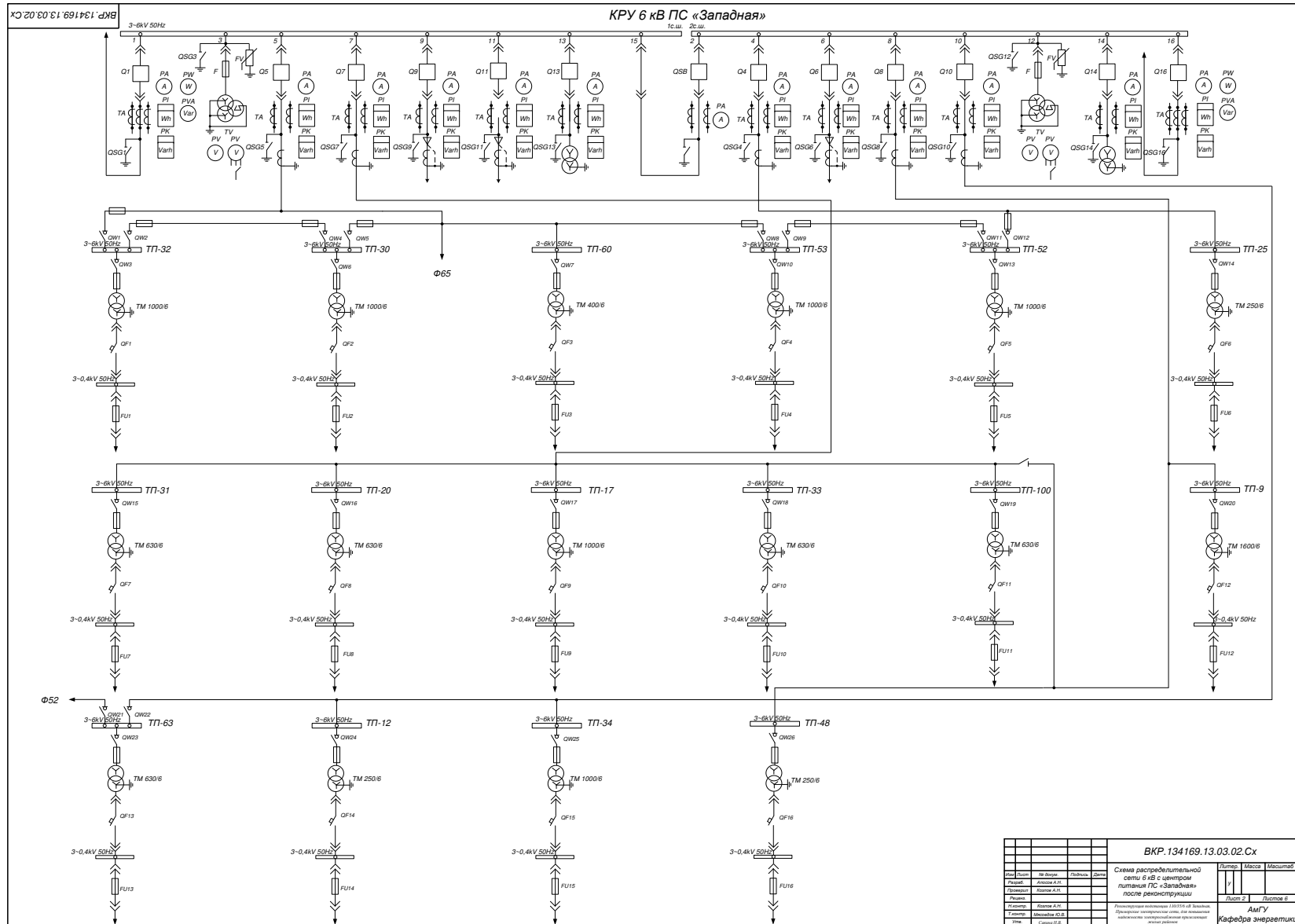
**БКР 134169.13.03.02.Сх**

Суммарная система  
распределительной сети 6  
кВ с центром питания ПС  
«Западная»

Лист 1 Листов 8

Инту  
Кафедры электротехники

# Приложение Г

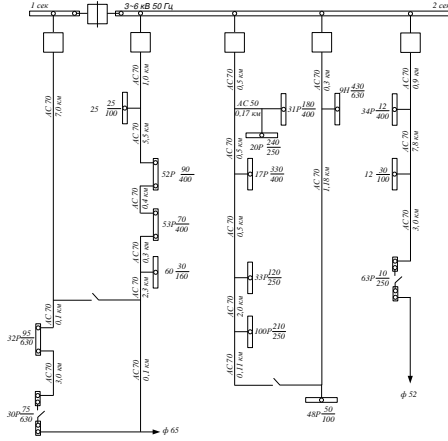


				<b>ВКР.134169.13.03.02.Сх</b>			
Исполн	М. Анохин	Л. П. П. П.	С. П. П.	Схемы распределительной сети 6 кВ с центром питания ПС «Западная» после реконструкции			
Рисовал	А. П. П. П.						
Проверил	А. П. П. П.						
Рецензент	А. П. П. П.						
Упр.	С. П. П. П.						
Лист 2				Листов 6			
				АмГУ Кафедра энергетика			

# Приложение Д

ВКР.134169.13.03.02.СР

Схема рассматриваемого участка сети до реконструкции  
ПС «Западный»



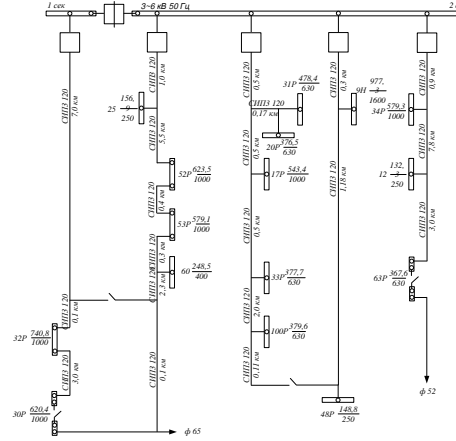
Параметры узлов сети до реконструкции

№ узла	Название ТП	Усом (кВ)	Напряжение в узлах сети	
			(кВ)	отклонение напряжения (%)
2	30	6	5,51	0,5
3	30		5,38	0,08
4	25		6,45	2,5
5	22		5,6	0,33
6	23		5,48	0,68
7	60		5,474	0,76
8	312		6,23	3,83
9	17		6,7	2,83
10	33		6,13	2,2
11	100		6,07	1,9
12	9		6,27	4,5
13	48		6,4	3
14	34		6,23	3,83
15	12		5,78	3,68
16	63		5,75	4,42

Параметры ветвей сети до реконструкции

Ветви	Поток мощности в начале участка (кВА)	Поток мощности в конце участка (кВА)	Потери мощности на участке (кВА)
1,2	1367,1 + i631,2	226,1 + i501,2	130,5 + i130,5
2,3	569,6 + i234,4	558,4 + i223,3	11,2 + i11,2
1,4	1533,0 + i724,9	1533,0 + i694,6	30,2 + i30,2
4,5	1122,0 + i638,1	1120,1 + i525,5	118,9 + i118,9
5,6	747,6 + i303,7	744,9 + i291,3	2,88 + i2,88
6,7	223,1 + i89,6	223,6 + i89,4	0,5 + i0,48
1,8	1239,6 + i670,2	1114,0 + i654,5	15,65 + i15,65
8,9	1163,0 + i482,3	1175,0 + i747,1	8,28 + i8,28
9,10	835,8 + i338,4	831,6 + i334,3	4,15 + i4,15
10,11	342,6 + i138,7	339,9 + i135,9	2,76 + i2,76
1,12	2320,0 + i1204,0	2320,0 + i1093,3	5,17 + i5,17
12,13	890,4 + i352,7	879,5 + i351,6	10,93 + i10,93
1,14	820,6 + i355,9	813,3 + i349,6	7,28 + i7,28
14,15	679,4 + i265,1	641,1 + i256,1	38,41 + i38,41
15,16	1161 + i48,1	111,1 + i47,6	0,51 + i0,51

Схема рассматриваемого участка сети после реконструкции  
ПС «Западный»



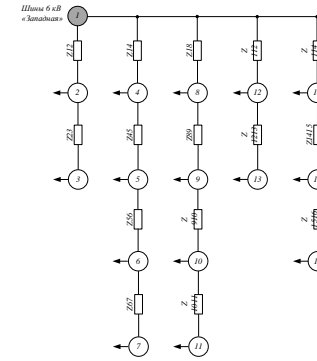
Параметры узлов сети после реконструкции

№ узла	Название ТП	Усом (кВ)	Напряжение в узлах сети	
			(кВ)	отклонение напряжения (%)
2	30	6	5,77	3,8
3	30		5,7	4
4	25		6,49	3,2
5	22		5,77	3,8
6	23		5,73	4,5
7	60		5,7	5
8	312		6,23	3,8
9	17		6,49	3,2
10	33		6,17	2,8
11	100		6,12	2
12	9		6,28	4,7
13	48		6,27	4,5
14	34		6,24	4
15	12		5,99	0,001
16	63		5,92	0,001

Параметры ветвей сети после реконструкции

Ветви	Поток мощности в начале участка (кВА)	Поток мощности в конце участка (кВА)	Потери мощности на участке (кВА)
1,2	1336,0 + i663,0	1245,12 + i533,46	90,88 + i129,55
2,3	571,83 + i230,74	563,89 + i229,39	7,94 + i11,35
1,4	1566,73 + i789,36	1546,01 + i740,379	20,72 + i29,59
4,5	1112,05 + i679,09	1122,10 + i564,79	80,15 + i111,51
5,6	755,09 + i324,11	753,9 + i321,41	1,19 + i2,7
6,7	229,85 + i86,85	229,85 + i86,7	0,13 + i0,15
1,8	1289,59 + i672,43	1173,91 + i649,15	15,27 + i23,25
8,9	1163,58 + i519,86	1177,69 + i511,45	5,89 + i8,42
9,10	894,08 + i339,82	892,08 + i329,96	2,00 + i2,85
10,11	347,96 + i130,36	345,99 + i127,41	1,99 + i2,85
1,12	1208,89 + i630,29	1204,99 + i625,51	2,81 + i3,72
12,13	933,31 + i363,63	930,15 + i359,37	0,18 + i0,26
1,14	1006,0 + i454,59	998,81 + i443,74	7,58 + i10,83
14,15	472,42 + i129,15	458,66 + i129,49	13,76 + i19,66
15,16	337,76 + i147,09	334,95 + i143,08	2,81 + i4,01

Схема замещения для расчета режима работы



Сопротивления участков сети до реконструкции

Ветви	R (Ом)	X (Ом)
1,2	2,8	2,8
2,3	0,04	0,04
1,4	0,4	0,4
4,5	2,2	2,2
5,6	0,15	0,15
6,7	0,15	0,15
1,8	0,2	0,2
8,9	0,2	0,2
9,10	0,2	0,2
10,11	0,8	0,8
1,12	0,12	0,12
12,13	0,47	0,47
1,14	0,36	0,36
14,15	3,12	3,12
15,16	2,8	2,8

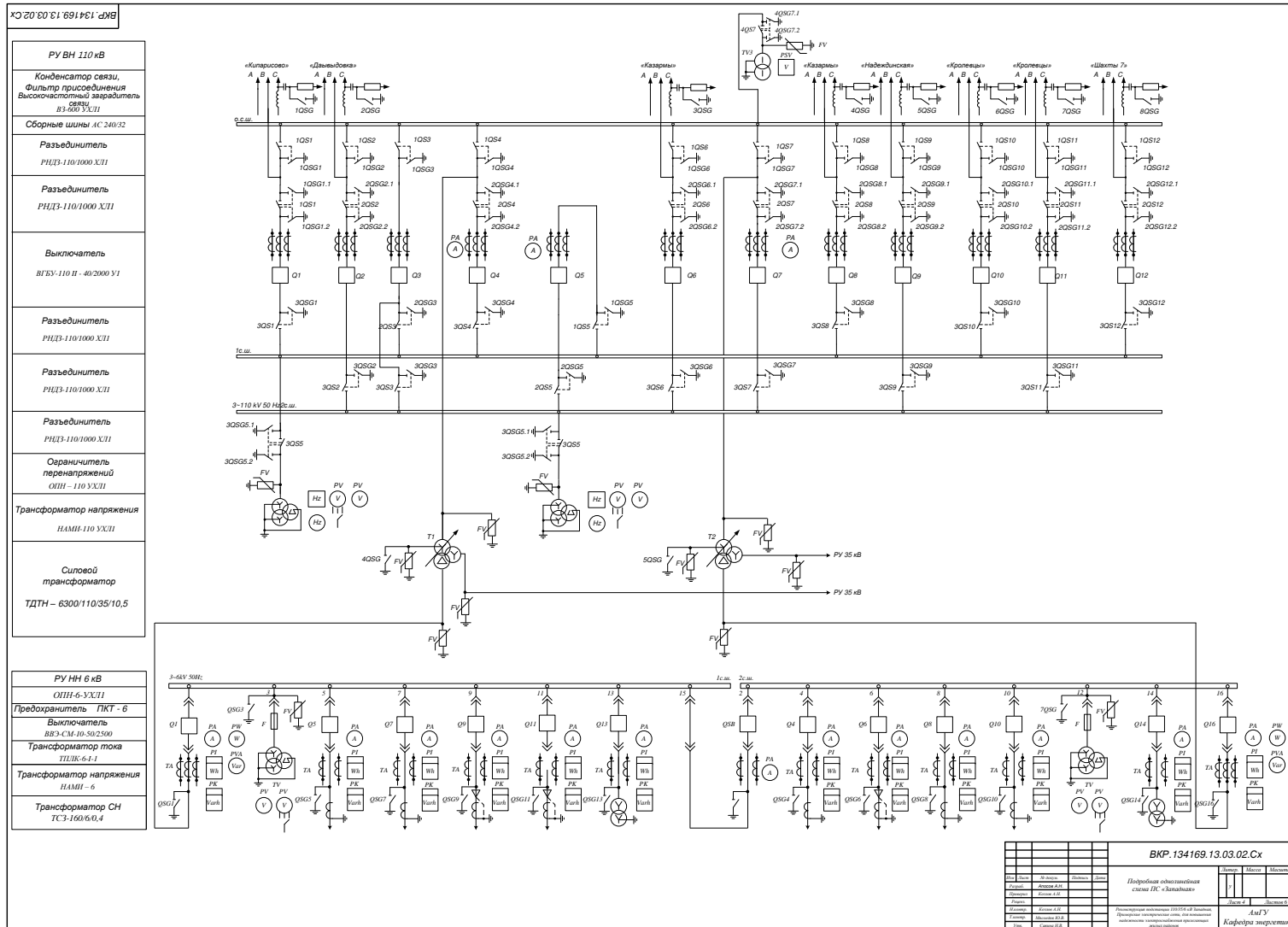
Сопротивления участков сети после реконструкции

Ветви	R (Ом)	X (Ом)
1,2	1,96	2,8
2,3	0,03	0,04
1,4	0,28	0,4
4,5	1,54	2,2
5,6	0,11	0,15
6,7	0,08	0,12
1,8	0,11	0,2
8,9	0,11	0,2
9,10	0,15	0,2
10,11	0,56	0,8
1,12	0,08	0,12
12,13	0,33	0,47
1,14	0,25	0,36
14,15	2,8	3,12
15,16	1,96	2,8

ВКР.134169.13.03.02.Ср			
№ п/п	№ докум.	Исполн.	Дата
1	Эскиз	А.И.Т.	
2	Расчет	А.И.Т.	
3	Обзор	А.И.Т.	
4	Исполн.	А.И.Т.	
5	Проверка	А.И.Т.	
6	Утверждение	А.И.Т.	
7	Согласование	А.И.Т.	
8	Согласование	А.И.Т.	

Расчет режима работы сети  
Лист 3 из 3  
АИЭ  
Кафедра энергетики

# Приложение Е





# Приложение Ж

**Принципиальная схема**

**Исходные данные для расчета токов короткого замыкания**

Напряжение среднего ряда на стороне 110 кВ:  $U_b = 115$

Напряжение среднего ряда на стороне 35 кВ:  $U_b = 37$

Напряжение среднего ряда на стороне 6 кВ:  $U_b = 6,3$

**Основные расчетные формулы**

Сопротивление воздушной линии (ом):  $X_{вл} = X_0 L$

Сопротивление трансформатора (ом):  $X_{тв} = 0,005(U_{квс} + U_{квн} - U_{кчн}) U_{ср} / S_{ном}$

Сопротивление обобщенной нагрузки (ом):  $X_n = 0,35 U_{ср}^2 / S_n$

Периодическая составляющая тока КЗ (кА):  $I_{п0} = E / I_0 X$

**Преобразование схемы замещения относительно точки короткого замыкания 1**

**Преобразование схемы замещения относительно точки короткого замыкания 2**

**Преобразование схемы замещения относительно точки короткого замыкания 3**

**Результаты расчета токов короткого замыкания**

Номер точки КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ (кА)	Аперриодическая составляющая тока КЗ (кА)	Ударный ток КЗ (кА)
1	12,06	0,62	29,43
2	5,13	0,23	12,47
3	20,02	0,03	47,56


ВКР.134169.13.03.02.Сх		
Имя	Место	Место/д
Лист 1 из 2		
АвтГУ		
Кафедра энергетики		