

Министерство науки и высшего образования 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) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ центральной части города Зея в Амурской области с центром питания подстанция Речная напряжением 35/10 кВ

Исполнитель

студент группы 742-узб

подпись, дата

Д.С. Серокуров

Руководитель

Профессор

доктор. техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Серокурова Дениса Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ центральной части города Зея в Амурской области с центром питания подстанция Речная напряжением 35/10 кВ

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Подробная однолинейная схема подстанции Речная 35/10 кВ, однолинейная схема электрической сети 10 кВ, план расположения ТП 10/0,4 кВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Речная

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: зав. кафедрой энергетики, профессор доктор. техн. наук Н.В. Савина

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 стр. , 13 рисунков, 35 таблиц, 103 формулы, 302 источников, 5 приложений.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, УДЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ КОЭФФИЦИЕНТ СОВМЕЩЕНИЯ МАКСИМУМОВ НАГРУЗКИ, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНО УСТРОЙСТВО.

Данная работа посвящена разработке проекта современной системы электроснабжения центральной части города «Зея» в Амурской области с центром питания ПС «Речная» напряжением 35/10 кВ. На основании анализа всех недостатков существующей системы электроснабжения, разработан вариант соответствующий всем требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей. В работе так же проведена глубокая реконструкция и модернизация источника питания ПС «Речная» с заменой всего электротехнического оборудования включая силовое, защитное и измерительное. В ходе выполнения данной работы проведен расчет токов короткого замыкания и на основании полученных данных выполнена проверка выбранного оборудования. В отдельной части работы рассмотрены условия безопасной эксплуатации оборудования обслуживающим персоналом. Определены экономические показатели проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика местности	9
2 Характеристика существующей сети 10 кВ	10
3 Характеристика источника питания	16
4 Определение нагрузок 0,4 кВ	19
5 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	25
6 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	28
7 Расчет потерь мощности в трансформаторах ТП	31
8 Расчет мощности нагрузки на стороне ВН ТП	34
9 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ подстанции Речная	36
10 Компенсация реактивной мощности	37
11 Реконструкция распределительных устройств подстанции Речная	38
12 Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции Речная	41
13 Расчет токов короткого замыкания	43
14 Выбор оборудования РУ подстанции Речная	48
14.1 Выбор выключателей 35 кВ	48
14.2 Выбор выключателей 10 кВ	49
14.3 Выбор разъединителей 35 кВ	51
14.4 Выбор трансформаторов тока	52
14.5 Выбор трансформаторов напряжения	57
14.6 Выбор шин 35 кВ	59
14.7 Выбор шин 10 кВ	59
14.8 Выбор изоляции 10 кВ	61
14.9 Выбор трансформатора собственных нужд	62
14.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	62
14.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	63
15 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	64
16 Выбор сечений ВЛ по термической стойкости и потери напряжения	66

16.1 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ	68
16.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	69
17 Защита от прямых ударов молнии подстанции Речная	71
18 Расчет сети заземления	73
19 Защита трансформаторов 35 кВ	76
19.1 Дифференциальная защита	76
19.2 Газовая защита	78
19.3 Защита от перегрузки	79
19.4 Токовая отсечка	80
19.5 Максимальная токовая защита	80
20 Автоматика применяемая на подстанции Речная	82
20.1 АВР	82
20.2 АЧР	84
21 Блок микропроцессорной релейной защиты	86
22 Безопасность и экологичность	91
22.1 Безопасность работы	91
22.2 Экологичность работы	108
22.3 Чрезвычайные ситуации	110
Заключение	120
Библиографический список	121
Приложение А . Расчет нагрузок	
Приложение Б. Коэффициент загрузки	
Приложение В . Расчет и выбор трансформаторов	
Приложение Г . Расчет потерь мощности	
Приложение Д . Расчет нагрузок стороны ВН ТП	

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматика ввода резерва;

АПВ – автоматика повторного включения;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

ТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – понижающая электрическая подстанция;

СВ – секционный выключатель;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ТО – токовая отсечка;

ВВЕДЕНИЕ

В центральной части города Зея Амурской области в настоящее время существует проблема надежности электроснабжения потребителей, в частности она складывается из двух факторов это схемная надежность те отключение потребителей происходит из за отсутствия резервирования питания на основном источнике а так же на фидерах в сетях 10 кВ, вторым фактором является физический износ оборудования как же на самом источнике питания подстанции Речная так и в системе электроснабжения. Сочетание двух факторов приводит к неудовлетворительному качеству и надежности электроснабжения, периодическому отключению потребителей, и соответствующим убыткам энерго-снабжающей организации. Для устранения данной проблемы рассматриваемой части системы электроснабжения в данной работе предусматривается разработка проекта новой системы, учитывающей все требования по качеству и надёжности питания потребителей

Актуальность работы заключается в том что вопрос реконструкции систем электроснабжения центральной части города Зея давно остро стоит перед энерго-снабжающей организацией, а в настоящее время с появлением современного оборудования и материалов появляется возможность выполнить реконструкцию в минимальные сроки с минимальными затратами средств.

Цель работы – разработка системы электроснабжения по заданным параметрам надежности и качества электроснабжения, определение наиболее оптимального варианта развития системы, с учетом минимальных экономических затрат.

Задачи решаемые в данной работе:

1) Оценка состояния системы электроснабжения центральной части города Зея в Амурской области, а так же источника питания для данного района подстанции Речная напряжением 35/10 кВ

2) Определение величины нагрузок и коэффициентов загрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, выбор их при необходимости.

3) Выбор современных типов проводников для воздушных линий электропередачи с последующей их проверкой.

4) Решение вопроса установки второго трансформатора на ПС источнике питания данного РЭС с соответствующей реконструкцией распределительных устройств высокого и низкого напряжений

5) Выбор оборудования на ПС «Речная» и его проверка по токам КЗ

6) Расчет величины капиталовложений в реконструкцию сети и источника питания

7) Решение вопросов связанных с безопасной эксплуатацией электротехнического в том числе маслonaполненного оборудования.

После выполнения работы ожидаемыми результатами является: получение фактических значений нагрузок во всех узлах сети и значений токов короткого замыкания, технических характеристик оборудования, получение данных о стоимости реализации проекта реконструкции.

При выполнении работы использовались следующие программы: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Графическая часть работы включает 6 листов формата А1.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТНОСТИ

Климатические условия района, в котором находится ПС «Речная» и система электроснабжения, соответствуют умеренному климатическому поясу.

Вся территория находится под воздействием восточноазиатской муссонной циркуляции, которая обуславливает сезонную смену направления ветров, типов воздушных масс, увеличение относительной влажности и осадков в тёплый период года и резко различающиеся типы погоды по сезонам.

При выборе как подстанционного так и оборудования системы электроснабжения 10 кВ, основываясь на метеорологических и иных данных о климатических особенностях рассматриваемой местности, где предстоит выполнять реконструкцию, необходимые данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика местности

район по гололеду	3
нормативная стенка гололеда, мм	10
район по ветру	3
низшая температура воздуха, °С	- 54
среднегодовая температура воздуха, °С	+1,1
высшая температура воздуха, °С	+ 36
число грозных часов в год	45
степень загрязнения атмосферы	1
температура при гололеде, °С	- 10
глубина промерзания грунтов, м	3
сейсмичность района, баллы	6
Высота над уровнем моря,	314

Практически все электротехническое оборудование имеет климатическое исполнение и должно эксплуатироваться в соответствии с этими техническими характеристиками, неправильная эксплуатация электротехнического оборудования приведет к выходу последнего из строя, либо к возникновению чрезвычайной ситуации, поэтому при выборе нового оборудования необходимо проверять соответствие его исполнения тому климату в котором оно будет использоваться.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ 10 КВ

В данном разделе работы проводим анализ существующей системы электроснабжения рассматриваемого участка сети, для этого на рисунке 1 представлено взаимное географическое расположение комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, на рисунке 2, 3 подробная однолинейная схема.

От подстанции Речная получают питание 3 фидера № 5, 7, 8, при этом общее количество ТП получающих питание по ним составляет 41, имеются как одно так и двух-трансформаторные ТП.

Рассмотрим подробно характеристики каждого фидера в отдельности:

Фидер №5:

- Схема питания: петлевая
- Общее количество подключённых ТП: 13 шт
- Тип трансформаторов и их номинальная мощность: ТМ 160-630 кВА
- Суммарная протяженность участков ВЛ: 2,0 км
- Резервирование осуществляется через: фидер №6 ПС «Исток»
- Тип опор ВЛ: деревянные и железобетонные
- Основные недостатки системы электроснабжения потребителей данного фидера: материал используемого проводника ВЛ провод АС который в настоящее время практически не используется в современных системах электроснабжения т.к. существуют новые типы с лучшими характеристиками например СИП, при использовании провода АС высока вероятность повреждения ВЛ из за коротких двухфазных и однофазных замыканий (ввиду отсутствия изолирующей оболочки), так же к недостаткам данного типа проводника можно отнести большие потери напряжения по сравнению с СИП ввиду большего реактивного сопротивления. Следует отметить что используемые в настоящее время силовые трансформаторы типа ТМ так же имеют множество недостатков по сравнению с современными сухими, к ним можно отнести следующие: необходимость периодического контроля наличия

масла в расширительном баке, вероятность возникновения пожара вследствие разгерметизации, повышенный шум и потери мощности данного типа трансформаторов, необходимость периодического контроля состояния масла и.т.д. Современные типы трансформаторов типа ТСЛ, которые предполагается устанавливать на реконструируемых ТП в данной работе, лишены указанных недостатков, а так же имеют меньшую стоимость.

Дополнительно следует отметить неудовлетворительное состояние воздушных линий электропередачи, в некоторых случаях имеет место проседание грунта под опорами, загнивание оснований и подпорок, перекосы и.т.д., все указанные недостатки следует учесть при реконструкции системы электроснабжения с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

Фидер №7:

- Схема питания: петлевая
- Общее количество подключённых ТП: 18 шт
- Тип трансформаторов и их номинальная мощность: ТМ 250-100 кВА
- Суммарная протяженность участков ВЛ: 2,6 км
- Резервирование осуществляется через: фидер №10 ПС «Исток», №11

ПС «Энергия»,

- Тип опор ВЛ: деревянные и железобетонные

Так же на данном фидере имеются все указанные недостатки что и для фидера №5

Фидер №8:

- Схема питания: радиальная
- Общее количество подключённых ТП: 2 шт
- Тип трансформаторов и их номинальная мощность: ТМ 100-1000 кВА
- Суммарная протяженность участков ВЛ: 0,75 км
- Резервирование не осуществляется.
- Тип опор ВЛ: деревянные и железобетонные

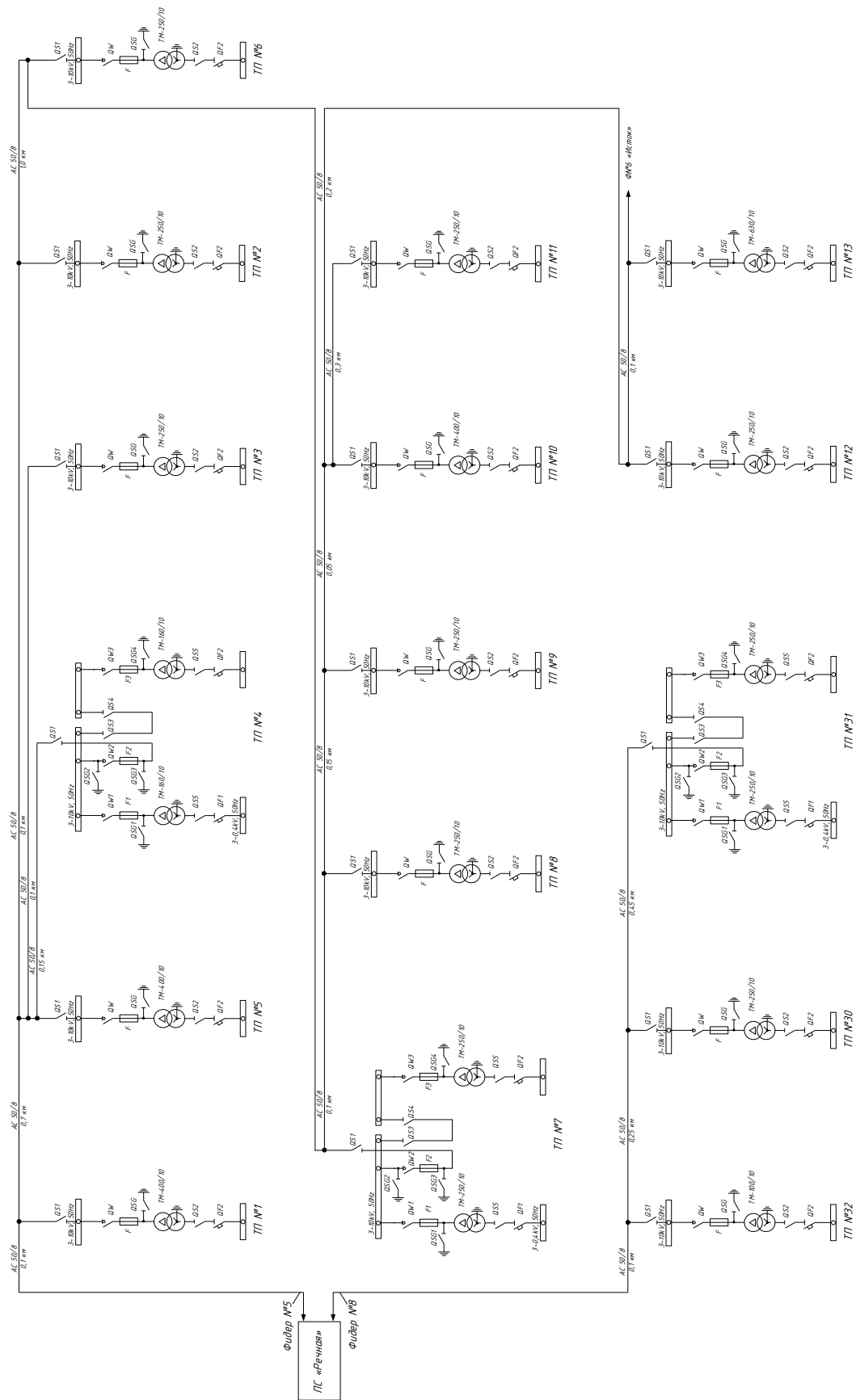


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема существующей электрической сети 10 кВ фидер 5, 8

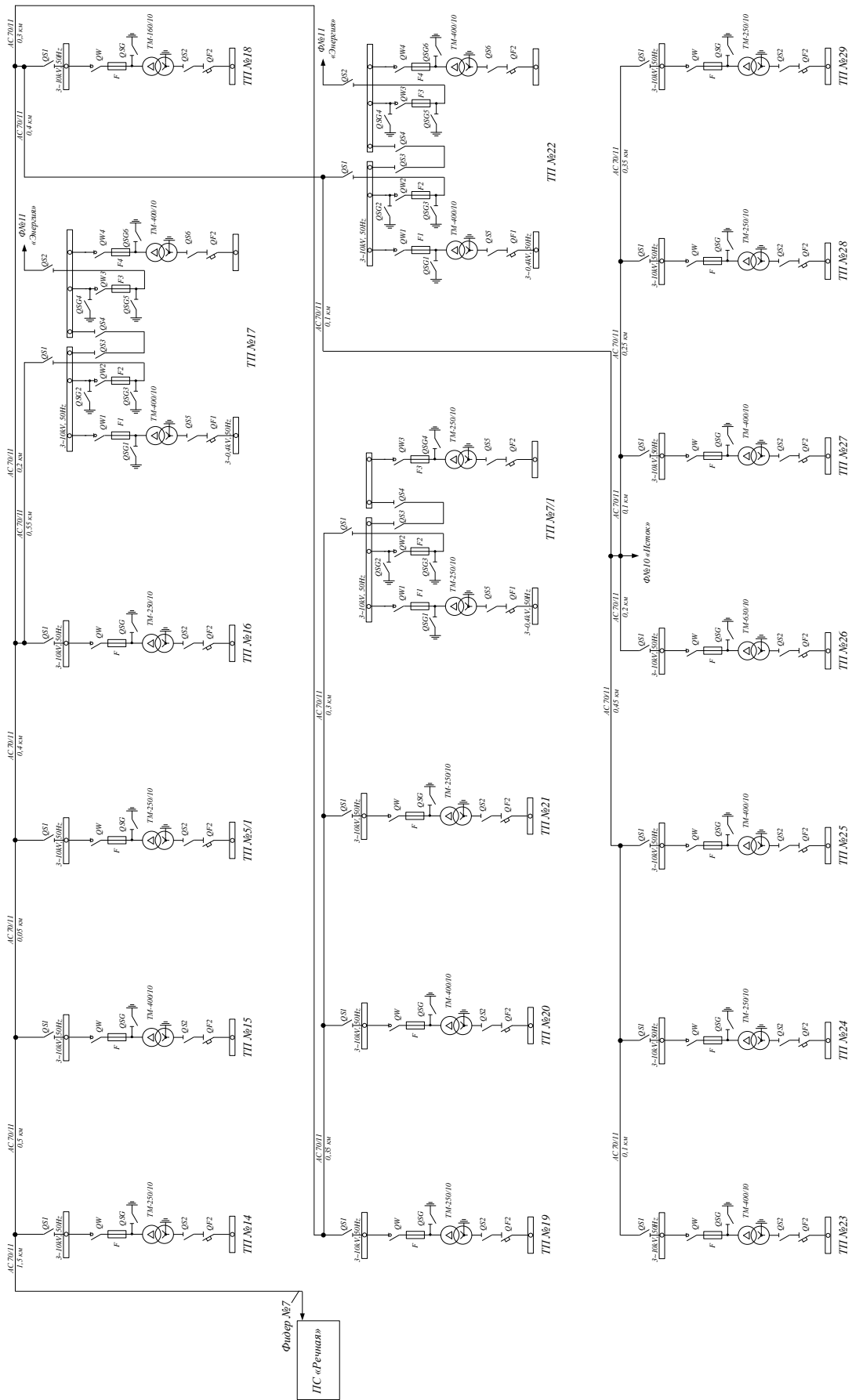


Рисунок 3 – Подробная однолинейная схема существующей электрической сети 10 кВ фидер 7

Так же на данном фидере имеются все указанные недостатки что и для фидера №5

Выполним анализ существующей системы электроснабжения 10 кВ: схема питания трансформаторных подстанций имеет резервирование (кроме фидера №8) что положительно сказывается на надежности, однако состояние электрических сетей а в частности физический и моральный износ тем не менее приводят к частым отключениям потребителей, можно сделать вывод о том что необходима замена устаревшего оборудования на более технологичное современное которое имеет ряд преимуществ и позволит сделать задел для подключения дополнительных потребителей в будущем, сама схема питания ТП может быть оставлена прежней.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

В данной работе рассматривается вопрос реконструкции системы электроснабжения центральной части города «Зея» в Амурской области где основной проблемой является физический износ оборудования как в сетях, так и на источнике питания, однако дополнительной проблемой надежности в рассматриваемой части сети является схема источника питания на котором имеется всего один силовой трансформатор, распределительное устройство высокого напряжения отсутствует, а на стороне НН имеется всего одна секция шин, подробная однолинейная схема данного источника питания – ПС «Речная» представлена на рисунке 4. Данный факт накладывает ограничения на нормальную работу потребителей при выводе в ремонт данного трансформатора или смежного с ним коммутационного аппарата например выключателя или разъединителя происходит полное отключение ПС, В таком случае резервирование питания должно осуществляться со стороны 10 кВ от соседних ПС, при этом на фидере №8 отсутствует такое резервирование.

Для решения данного вопроса в данной работе предусматривается установка дополнительного силового трансформатора на источнике питания с соответствующим расширением распределительного устройства высокого и низкого напряжения, и его выбора в соответствии с типом подключения данного объекта к системе внешнего электроснабжения а именно тупиковое.

Выбор силовых трансформаторов будет выполняться на основе данных о расчетных нагрузках на шинах низкого напряжения данной ПС с учетом компенсации реактивной мощности.

Питание на указанную ПС поступает по одноцепной воздушной линии электропередачи проводом АС 70/11 протяженностью 1 км со стороны смежной ПС «Базовая» которая так же находится в городе Зея»

Из оборудования установленного на данной ПС имеется выключатель на стороне 35 кВ и разъединитель, дополнительно установлен трансформатор напряжения для определения напряжения и ненормальных режимов работы сети а так же для учета электрической энергии. Силовой трансформатор установленный в настоящее время типа ТМН 10000/35/10, технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики ТМН 10000/35/10

Параметр	Значение
Полная мощность	1000 кВА
Номинальное линейное напряжение обмотки высокого напряжения	35,0 кВ
Номинальное линейное напряжение обмотки низкого напряжения	10,5 кВ
Ток холостого хода	0,33 %
Напряжение короткого замыкания	8,0 %
Потери холостого хода	8,5 кВт
Потери короткого замыкания	60,0 кВт
Регулирование напряжения	РПН

На стороне низкого напряжения имеется распределительное устройство в виде одной секции шин на которой имеется 9 ячеек включая ввод, трансформатор напряжения, ТСН а так же 6 отходящих присоединений (3 из которых являются резервными). Основная проблема данного распределительного устройства это невозможность вывода секции в ремонт без отключения потребителей, при этом в случае короткого замыкания на ней, так же происходит их отключение, восстановление нормального режима может быть выполнено после ремонтно - восстановительных работ.

В данной работе планируется выполнить замену всего электротехнического оборудования подстанции Речная на современное, а так же выполнить реконструкцию распределительных устройств с заменой РУ ВН на «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», РУ НН на «одну секционированную систему шин», установить дополнительный трансформатор 35/10 кВ

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК 0,4 кВ

В данном разделе проводим расчет нагрузок 0,4 кВ приведенных к шинам соответствующего напряжения комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района электрических сетей.

Данный расчет является основой для определения таких важных данных как расчетная активная и реактивная мощность нагрузки потребителей, через полученные данные проводится расчет коэффициентов загрузки трансформаторов на ТП и принимается решение об их замене при необходимости на более мощные.

Расчет проводится на основании справочных данных от единичной мощности нагрузки которая потом умножается на соответствующее количество потребителей, при этом потребители могут иметь разные характеристики поэтому применяется коэффициент совмещения максимумов нагрузки который предусматривает долю участия каждого потребителя в этом максимуме.

Так же в расчете учитывается совмещение максимумов нагрузки отдельных трансформаторных подстанций через специальный коэффициент, зависящий в свою очередь от количества данных ТП.

Проводим расчет на примере ТП №18, экспликация зданий подключенных к ТП представлена на рисунке 5, подробная информация о потребителях данной ТП представлена в таблице 3:

Таблица 3 – Данные о потребителях

Потребитель	Количество (шт.)	Площадь (м ²)	$P_{уд}$ (кВт)	tgφ
Кафе	1	20 мест	1,04	0,2
Коттедж	6	-	8,6	0,2
Магазин	2	30	0,25	0,75
Административное здание	2	150	0,054	0,57
Складское помещение	1	500	0,017	0,43

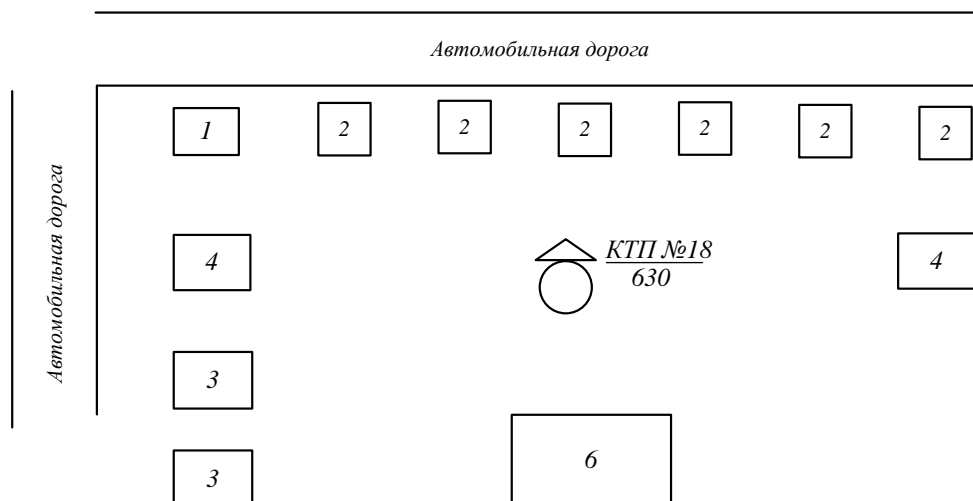


Рисунок 5 – Расположение потребителей

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции воспользуемся ориентировочной формулой, которая имеет следующий вид [3]:

$$P_{P0,4} = P_{max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{max} – наибольшая нагрузка потребителя;

$P_{зdi}$ – расчетная нагрузка потребителя;

k_y – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Расчетная активная мощность коттеджей [3]:

$$P_{кот} = P_{кот.уд} \cdot n_{кот} \quad (2)$$

где $P_{кот.уд}$ – удельная расчетная активная мощность (кВт/коттедж);

$n_{кот}$ – количество коттеджей.

Расчетная реактивная мощность домов [3]:

$$Q_{дом} = P_{дом} \cdot tg\varphi \quad (3)$$

Расчетная активная мощность торговых помещений:

$$P_{торг} = P_{торг.уд} \cdot M \quad (4)$$

где $P_{торг.уд}$ – удельная расчетная активная мощность (кВт/м²);

M – суммарная площадь помещения м²).

Расчетная реактивная мощность торговых помещений:

$$Q_{торг} = P_{торг} \cdot tg\varphi \quad (5)$$

Расчетная активная мощность кафе:

$$P_{кафе} = P_{кафе.уд} \cdot M \quad (6)$$

где $P_{кафе.уд}$ – удельная расчетная активная мощность (кВт/м²);

M – суммарная площадь помещения (м²).

Расчетная реактивная мощность кафе:

$$Q_{кафе} = P_{кафе} \cdot tg\varphi \quad (7)$$

Расчетная активная мощность административных зданий:

$$P_{админ} = P_{админ.уд} \cdot M \quad (8)$$

где $P_{админ.уд}$ – удельная расчетная активная мощность (кВт/м²);

M – суммарная площадь помещения (м²).

Расчетная реактивная мощность административных зданий:

$$Q_{админ} = P_{админ} \cdot tg\varphi \quad (9)$$

Расчетная активная мощность склада:

$$P_{скл} = P_{скл.уд} \cdot M \quad (10)$$

где $P_{скл.уд}$ – удельная расчетная активная мощность (кВт/м²);

M – площадь помещения (м²).

Расчетная реактивная мощность склада:

$$Q_{скл} = P_{скл} \cdot tg\varphi \quad (11)$$

Проводим расчет:

$$P_{кот} = 8,6 \cdot 6 = 51,6 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{кот} = 51,6 \cdot 0,2 = 10,32 \text{ (квар)}$$

$$P_{торг} = 0,25 \cdot 2 \cdot 30 = 15,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{торг} = 15,0 \cdot 0,75 = 11,25 \text{ (квар)}$$

$$P_{кафе} = 1,04 \cdot 20 = 20,8 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{кафе} = 20,8 \cdot 0,2 = 4,16 \text{ (квар)}$$

$$P_{админ} = 0,054 \cdot 2 \cdot 150 = 16,2 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{админ} = 16,2 \cdot 0,57 = 9,23 \text{ (квар)}$$

$$P_{скл} = 0,017 \cdot 500 = 8,5 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{скл} = 8,5 \cdot 0,43 = 3,65 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах ТП при смешанном питании через коэффициент совмещения максимумов нагрузки (потребитель с наибольшей мощностью нагрузки в таком случае это коттеджи) по следующей формуле:

$$P_{P0,4} = P_{кот} + P_{кафе} \cdot k_{y1} + P_{торг} \cdot k_{y2} + P_{админ} \cdot k_{y3} + P_{скл} \cdot k_{y4} \quad (12)$$

$$Q_{P0,4} = Q_{кот} + Q_{кафе} \cdot k_{y1} + Q_{торг} \cdot k_{y2} + Q_{админ} \cdot k_{y3} + Q_{скл} \cdot k_{y4} \quad (13)$$

$$P_{P0,4} = 51,6 + 20,8 \cdot 0,6 + 15,0 \cdot 0,6 + 16,2 \cdot 0,6 + 8,5 \cdot 0,9 = 90,45 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4} = 10,32 + 4,16 \cdot 0,6 + 11,25 \cdot 0,6 + 9,23 \cdot 0,6 + 3,65 \cdot 0,9 = 28,39 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки 0,4 кВ:

$$S_{P0,4} = \sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2} \quad (14)$$

$$S_{P0,4} = \sqrt{90,45^2 + 28,39^2} = 94,81 \text{ (кВА)}$$

Таким же образом проводится расчет мощности нагрузки для остальных ТП, результаты заносим в таблицу 4:

Таблица 4 – Результаты расчета нагрузок

Номер ТП	Кол-во тр-ров (шт.)	Номинальная мощность (кВА)	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (кВА)	$S_{P0,4}$ (кВА)
1	1	400	351,07	110,38	368,01
2	1	250	131,18	41,24	137,51
3	1	250	157,41	49,49	165,01
4	2	160	137,38	43,19	144,01
5	1	400	339,62	106,78	356,01
6	1	250	195,57	61,49	205,01
7	2	250	391,14	122,98	410,02
8	1	250	226,58	71,24	237,51
9	1	250	128,79	40,49	135,01
10	1	400	213,70	67,19	224,01
11	1	250	207,50	65,24	217,51
12	1	250	138,33	43,49	145,01
13	1	630	282,48	88,81	296,11
30	1	250	116,87	36,74	122,50
31	2	250	424,53	133,47	445,02
32	1	100	64,87	20,40	68,00
14	1	250	138,33	43,49	145,01
15	1	400	179,35	56,39	188,01
5/1	1	250	128,79	40,49	135,01
16	1	250	133,56	41,99	140,01
17	2	400	641,09	201,56	672,03
18	1	160	90,45	28,39	94,81
19	1	250	138,33	43,49	145,01
20	1	400	175,54	55,19	184,01
21	1	250	212,27	66,74	222,51
7/1	2	250	438,84	137,97	460,02
22	2	400	206,06	64,79	216,01
23	1	400	393,05	123,58	412,02
24	1	250	262,35	82,48	275,01
25	1	400	339,62	106,78	356,01
26	1	630	336,57	105,82	352,81
27	1	400	179,35	56,39	188,01
28	1	250	95,40	29,99	100,00
29	1	250	236,12	74,24	247,51

Так же расчет нагрузок указан в приложении А.

Далее проводим расчет и анализ коэффициентов загрузки трансформаторных подстанций.

Если коэффициент загрузки превышает нормативное значение следовательно принимаем решение о необходимости реконструкции данной ТП

5 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Коэффициент загрузки имеет важное значение при проведении реконструкции ТП т.к. определяет на сколько необходимо изменить мощность силовых трансформаторов.

Коэффициент загрузки силового трансформатора определяется по следующей формуле [1]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (15)$$

где $S_{номтр}$ - номинальная мощность трансформатора ТП.

N – количество трансформаторов.

Данное значение должно быть не более 0,85 для одно трансформаторных ТП и не более 0,7 для двух трансформаторных. Для двух трансформаторных ТП дополнительно рассчитывается данный коэффициент в послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора по следующей формуле [1]:

$$K_{зфна} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{номтр} \cdot (N - 1)} \quad (16)$$

Проводим расчет применительно к ТП №18:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{90,45^2 + 28,39^2}}{160 \cdot 1} = 0,59$$

Полученное значение не превышает нормативного следовательно реконструкция ТП не требуется, проводим далее расчеты данных коэффициентов для остальных ТП, результаты заносим в таблицу 5:

Таблица 5 – Фактические коэффициенты загрузки ТП

Номер ТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	N (шт.)	$K_{эф}$	$K_{эфна}$	Реконстр.
1	368,01	1	0,92	-	необходима
2	62,50	1	0,55	-	нет
3	165,01	1	0,66	-	нет
4	144,01	2	0,45	0,9	нет
5	356,01	1	0,89	-	необходима
6	205,01	1	0,82	-	нет
7	410,02	2	0,82	1,64	необходима
8	237,51	1	0,95	-	необходима
9	135,01	1	0,54	-	нет
10	224,01	1	0,56	-	нет
11	217,51	1	0,87	-	необходима
12	62,50	1	0,58	-	нет
13	296,11	1	0,47	-	нет
30	57,50	1	0,49	-	нет
31	445,02	2	0,89	1,78	необходима
32	15,00	1	0,68	-	нет
14	145,01	1	0,58	-	нет
15	188,01	1	0,47	-	нет
5/1	135,01	1	0,54	-	нет
16	140,01	1	0,56	-	нет
17	672,03	2	0,84	1,68	необходима
18	94,81	1	0,59	-	нет
19	145,01	1	0,58	-	нет
20	184,01	1	0,46	-	нет
21	222,51	1	0,89	-	необходима
7/1	460,02	2	0,92	1,82	необходима
22	216,01	2	0,54	1,08	нет
23	412,02	1	1,03	-	необходима
24	275,01	1	1,10	-	необходима
25	356,01	1	0,89	-	необходима
26	352,81	1	0,56	-	нет
27	188,01	1	0,47	-	нет
28	100,00	1	0,40	-	нет
29	247,51	1	0,99	-	необходима

Так же расчет коэффициентов загрузки указан в приложении Б.

Расчет указанных коэффициентов показал что на части комплектных трансформаторных подстанций происходит систематическая перегрузка оборудования свыше нормативного значения, к таким ТП относятся следующие: 1, 5, 7, 8, 11, 31, 17, 21, 7/1, 23, 24, 25, 29, длительная эксплуатация в таком режиме может привести к выходу из строя оборудования и поэтому требуется устранить данную ситуацию, для чего необходимо выбрать новые трансформаторы, с последующей проверкой по коэффициенту загрузки.

На некоторых ТП трансформаторы имеют маленький коэффициент загрузки к таким относятся: 2, 12, 30, 32 в данном случае он варьируется от 0,15 до 0,4, такая эксплуатация является экономически не целесообразной т.к. оборудование не используется в должной мере, тем не менее производить замену силовых трансформаторов на данных ТП не имеет смысла, возможно в будущем будет производиться подключение дополнительных потребителей и резервная мощность оборудования будет задействована.

6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В данной работе предусматривается реконструкция и модернизация тех трансформаторных подстанций где превышен фактический коэффициент загрузки, при этом количество трансформаторов на ТП оставляем без изменения т.к. оно соответствует категории надёжности потребителей подключенных к шинам низкого напряжения

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности [4]:

$$S_{\text{рмп}} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (17)$$

где K_3 - нормативный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных ТП 0,85; для двух трансформаторных 0,7);

N – количество трансформаторов

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на ТП №18, определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{\text{рмп}} = \frac{\sqrt{351,07^2 + 110,38^2}}{0,85} = 432,69 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ТП трансформатор типа ТМГ 630/10 - У 1- трансформатор силовой трехфазный с естественным масляным охлаждением, с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, в герметичном исполнении, включаемый в сеть переменного тока частотой 50 Гц предназначен для питания потребителей электроэнергией общего назначения.

Трансформаторы изготавливаются классов напряжения 10 кВ, климатического исполнения «У», категории размещения 1 по ГОСТ 15150 и предназначены для эксплуатации в следующих условиях:

Трансформаторы соответствуют требованиям МЭК и Российским стандартам. Преимущества трансформаторов ТМГ:

1. не нуждаются в обслуживании при эксплуатации;
2. отсутствует контакта масла с воздухом, что обеспечивает сохранность изоляционных свойств масла в течение не менее 25 лет;
3. более компактны, занимают мало места по сравнению с трансформаторами с расширителем и воздушной подушкой;
4. малошумящие - уровень шума не превышает 55 дБ (А);
5. сниженные на 15-20% потери холостого хода по сравнению с аналогичными трансформаторами других фирм.

Проводим перерасчет коэффициента загрузки для новой номинальной мощности:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{351,07^2 + 110,38^2}}{1 \cdot 630} = 0,58$$

Полученное значение не превышает нормативного 0,85, следовательно данный трансформатор с указанной номинальной мощностью принимается к установке. По аналогии проводим расчет для остальных ТП где необходима замена оборудования, результаты сводим в таблицу 6

Таблица 6 - Расчет и выбор трансформаторов ТП

Номер ТП	$S_{p0,4}$ (кВА)	$S_{пр}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зфпа}$	N (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)
1	368,01	432,96	0,58	-	1	630
5	356,01	418,84	0,57	-	1	630
7	410,02	292,87	0,51	1,02	2	400
8	237,51	279,42	0,59	-	1	400
11	217,51	255,89	0,54	-	1	400
31	445,02	317,87	0,56	1,12	2	400
17	672,03	480,02	0,53	-	2	630
21	222,51	261,78	0,56	-	1	400
7/1	460,02	328,58	0,58	-	2	400
23	412,02	484,73	0,65	-	1	630
24	275,01	323,54	0,68	-	1	400
25	356,01	418,84	0,57	-	1	630
29	247,51	291,19	0,62	-	1	400

Расчет и выбор силовых трансформаторов ТП окончен т.к. коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение, для дальнейших расчетов понадобятся технические данные выбранного оборудования, они приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМГ-400/10-У 1	0,8	4,5	0,8	5,5
ТМГ-630/10-У 1	0,6	5,5	1,24	7,6

Так же расчет и выбор трансформаторов указан в приложении В.

7 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП

Потери мощности в силовых трансформаторах ТП необходимо учитывать при реконструкции системы электроснабжения т.к. они имеют существенное значение, и влияют на балансы мощности. Поэтому в данном разделе проводим расчет данных показателей для всех ТП рассматриваемого района электрической сети.

Потери активной мощности в силовом трансформаторе [4]:

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (18)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (19)$$

Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе:

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (20)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{P0,4}^2}{100 \cdot S_{тном}} + \frac{I_x \cdot S_{тном}}{100} \quad (21)$$

где R - активное сопротивление трансформатора (ом)

X - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

Полная мощность потер определяется как:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2}$$

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе ТП

№1:

$$\Delta P_m = 7,6 \cdot 0,58^2 + 1,24 = 3,8 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 368,01^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,6 \cdot 630}{100} = 15,6 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{3,8^2 + 15,6^2} = 16,06 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам производится расчет потерь мощности в остальных ТП, рассчитанные данные сводятся в таблицу 8:

Таблица 8 - Расчет потерь мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	$K_{эф}$	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)
1	2	3	4	5	6
1	368,01	0,58	3,8	15,6	16,06
2	62,50	0,25	1,42	5,83	6,00
3	165,01	0,66	1,70	6,99	7,20
4	144,01	0,45	1,49	6,10	6,28
5	356,01	0,57	3,67	15,09	15,53
6	205,01	0,82	2,12	8,69	8,94
7	410,02	0,51	4,23	17,38	17,89
8	237,51	0,59	2,45	10,07	10,36
9	135,01	0,54	1,39	5,72	5,89
10	224,01	0,56	2,31	9,50	9,77
11	217,51	0,54	2,24	9,22	9,49
12	62,50	0,25	1,50	6,15	6,33
13	296,11	0,47	3,06	12,55	12,92
30	57,50	0,23	1,26	5,19	5,34
31	445,02	0,56	4,59	18,86	19,42
32	15,00	0,15	0,70	2,88	2,97
14	145,01	0,58	1,50	6,15	6,33
15	188,01	0,47	1,94	7,97	8,20
5/1	135,01	0,54	1,39	5,72	5,89
16	140,01	0,56	1,44	5,93	6,11
17	672,03	0,53	6,94	28,49	29,32
18	94,81	0,59	0,98	4,02	4,14
19	145,01	0,58	1,50	6,15	6,33

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
20	184,01	0,46	1,90	7,80	8,03
21	222,51	0,56	2,30	9,43	9,71
7/1	460,02	0,58	4,75	19,50	20,07
22	216,01	0,54	2,23	9,16	9,42
23	412,02	0,65	4,25	17,47	17,98
24	275,01	0,69	2,84	11,66	12,00
25	356,01	0,57	3,67	15,09	15,53
26	352,81	0,56	3,64	14,96	15,39
27	188,01	0,47	1,94	7,97	8,20
28	100,00	0,40	1,03	4,24	4,36
29	247,51	0,62	2,55	10,49	10,80

Далее основываясь на полученных данных проводим определение расчетной мощности на шинах высокого напряжения ТП, которая включает в себя как мощность потерь в трансформаторах так и мощность нагрузки на шинах низкого напряжения.

8 РАСЧЕТ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ НА СТОРОНЕ ВН ТП

Для выбора проводников, их типа и количества необходимо знать мощность нагрузки ТП приведенную к стороне высшего напряжения, она включает в себя как мощность потерь в трансформаторах так и мощность нагрузки на шинах низкого напряжения. данные значения определяются по следующим формулам отдельно для каждой составляющей [3]:

$$P_{p10} = P_{P0,4} + \Delta P_m \quad (22)$$

$$Q_{p10} = Q_{P0,4} + \Delta Q_m \quad (23)$$

$$S_{p10} = S_{P0,4} + \Delta S_m \quad (24)$$

Расчет проводим на примере ТП №18:

$$P_{p10} = 351,0 + 3,8 = 354,8 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p10} = 110,8 + 15,6 = 126,4 \text{ (квар)}$$

$$S_{p10} = 368,01 + 16,06 = 384,13 \text{ (кВА)}$$

Так же проводим расчет данных параметров для всех остальных ТП, результаты сводим в таблицу 9:

Таблица 9 - Расчет нагрузки на стороне ВН ТП

Номер ТП	P_{p10} (кВт)	Q_{p10} (квар)	S_{p10} (кВА)
1	2	3	4
1	354,80	126,40	384,13
2	132,59	47,07	143,50
3	159,11	56,48	172,21
4	138,86	49,30	150,29
5	343,30	121,87	371,55
6	197,69	70,18	213,95
7	395,37	140,36	427,90
8	229,03	81,30	247,87
9	130,18	46,21	140,90

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
10	216,01	76,68	233,78
11	209,74	74,46	227,00
12	139,83	49,64	151,33
13	285,54	101,36	309,03
30	118,13	41,94	127,85
31	429,12	152,34	464,43
32	65,57	23,28	70,97
14	139,83	49,64	151,33
15	181,29	64,36	196,21
5/1	130,18	46,21	140,90
16	135,00	47,93	146,11
17	648,02	230,05	701,35
18	91,43	32,46	98,95
19	139,83	49,64	151,33
20	177,43	62,99	192,04
21	214,56	76,17	232,22
7/1	443,59	157,47	480,09
22	208,29	73,94	225,43
23	397,30	141,04	429,99
24	265,19	94,14	287,01
25	343,30	121,87	371,55
26	340,21	120,77	368,21
27	181,29	64,36	196,21
28	96,43	34,23	104,37
29	238,67	84,73	258,31
Сумма	7651,05	2716,56	8280,76

Полученные данные используем при определении расчетной мощности на шинах низкого напряжения ПС «Речная»

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПОДСТАНЦИИ РЕЧНАЯ

Определение мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС «Речная» осуществляется с использованием коэффициента совмещения максимумов нагрузки всех ТП в рассматриваемом районе электрической сети, данный коэффициент зависит от количества трансформаторов ТП и тем он меньше чем больше их количество.

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах 10 кВ ПС «Речная» по следующей формуле [5]:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{p10i} \quad (25)$$

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum Q_{p10i} \quad (26)$$

$$S_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum S_{p10i} \quad (27)$$

где k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, принимается равным 0,7 (при количестве трансформаторов более 20).

$$P_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 7651,05 = 5355,74 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 2716,56 = 1901,59 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 8280,76 = 5796,32 \text{ (кВА)}$$

Используем полученные данные в дальнейших расчетах.

10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данном разделе проводим анализ необходимости установки устройств компенсации реактивной мощности на подстанции Речная.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго):

$$Q_k = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot tg \cdot \varphi \quad (28)$$

где $tg \cdot \varphi$ - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 35 кВ равен 0,4.

$$Q_k = 1901,59 - 5355,74 \cdot 0,4 = -240,7 \text{ (квар)}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств имеет отрицательное значение следовательно установка данного оборудования на шинах 10 кВ подстанции Речная не требуется т.к. вся реактивная мощность может быть получена из сети не превышая максимального значения коэффициента мощности

11 РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИИ РЕЧНАЯ

Основная задача которая решается в данной работе это повышение качества и надежности электроснабжения центральной части города Зея в Амурской области, которые получают питание в основном от подстанции Речная распределительные устройства высокого и низкого напряжения которой не являются достаточно надежными по своей конструктивной особенности (резервирование в них отсутствует), поэтому в данном разделе проводим выбор новых распределительных устройств соответствующего напряжения для повышения надежности электроснабжения. Подробная однолинейная схема ПС «Речная» после реконструкции представлена на рисунке 6. Рассмотрим подробно распределительные устройства данной ПС после реконструкции

РУВН 35 кВ – исходя из схемы питания данной ПС (тупиковая) оно выполняется по схеме 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», данная схема применяется для тупиковых и ответвительных ПС при номинальном напряжении 35-220 кВ и питании ПС по двум линиям электропередачи как в нашем случае. Данную схему отличает минимальное количество коммутационных аппаратов и простота обслуживания оперативным персоналом, а так же высокая надежность при эксплуатации т.к. при отключении одной из цепей питания (повреждение на ВЛ, силовом трансформаторе, шинах итд) вторая цепь остается в работе и полностью обеспечивает всех подключенных потребителей.

РУНН 10 кВ - оно выполняется по схеме 10(б)-1 «одна секционированная выключателем система шин» - применяется при использовании на ПС двух трансформаторов как в данном случае. Данную схему так же отличает минимальное количество коммутационных аппаратов и простота обслуживания оперативным персоналом, на секционном выключателе применена автоматика ввода резерва (АВР) и восстановления нормального режима работы (ВНР).

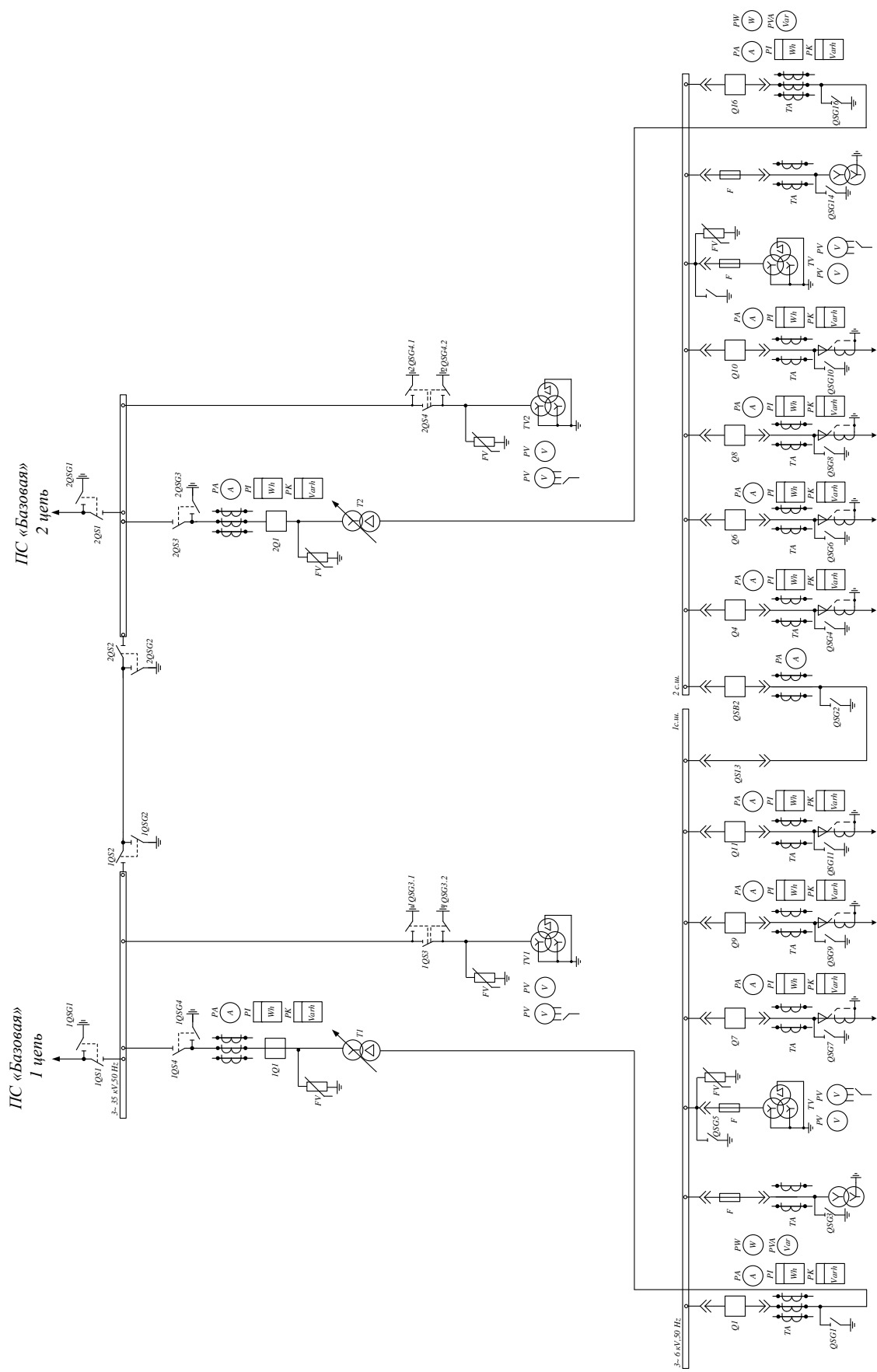


Рисунок 6 – Подробная однолинейная схема подстанции Речная после реконструкции

В настоящее время питание подстанции Речная осуществляется по одной цепи ВЛ от подстанции Базовая, но после реконструкции предусматривается организовать питание от двух цепной ВЛ от той же ПС распределительной устройство которой позволяет подключить дополнительную цепь ВЛ.

Данная реконструкция позволит в значительной степени повысить надежность электроснабжения потребителей.

12 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ РЕЧНАЯ

После реконструкции на ПС «Речная» планируется установка двух трансформаторов с соответствующим изменением распределительного устройства высокого и низкого напряжения следовательно в данном разделе проводим расчет и выбор данного оборудования в соответствии с нормативными значениями коэффициентов загрузки

Требуемая мощность трансформатора 35/10 кВ [5]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_p \Sigma^2 + Q_p \Sigma^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (29)$$

Из стандартного ряда номинальных мощностей принимается равное или ближайшее большее значение, далее проводится проверка выбранного трансформатора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме [5]:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p \Sigma^2 + Q_p \Sigma^2}}{n_T \cdot S_{T\text{ном}}} \quad (30)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p \Sigma^2 + Q_p \Sigma^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{T\text{ном}}} \quad (31)$$

Определяем требуемую мощность для подстанции Речная:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{5355,74^2 + 1901,59^2}}{2 \cdot 0,7} = 4,13 \text{ (кВА)}$$

Используя полученные данные принимаем тип трансформатора ТМН 6300/35/10, его технические данные представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики трансформатора

ТМН 6300/35/10	
Номинальное напряжение	35/10 кВ
Номинальная мощность	6300 кВА
Потери холостого хода	5,5 кВт
Потери короткого замыкания	46,5 кВт
Напряжение короткого замыкания	7,5 %
Ток холостого хода	0,3%

Расчет коэффициентов загрузки:

$$K_H = \frac{\sqrt{5355,74^2 + 1901,59^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,51$$

$$K_A = \frac{\sqrt{5355,74^2 + 1901,59^2}}{6,3} = 1,02$$

Коэффициенты загрузки не превышают нормативного значения как в нормальном так и в послеаварийном режиме следовательно трансформатор прошел проверку и его принимаем к установке на подстанции Речная.

13 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания проводится для определения фактических значений периодической, апериодической составляющих а так же ударного тока КЗ и теплового импульса.

При расчете токов короткого замыкания приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ подстанции Базовая. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 7.

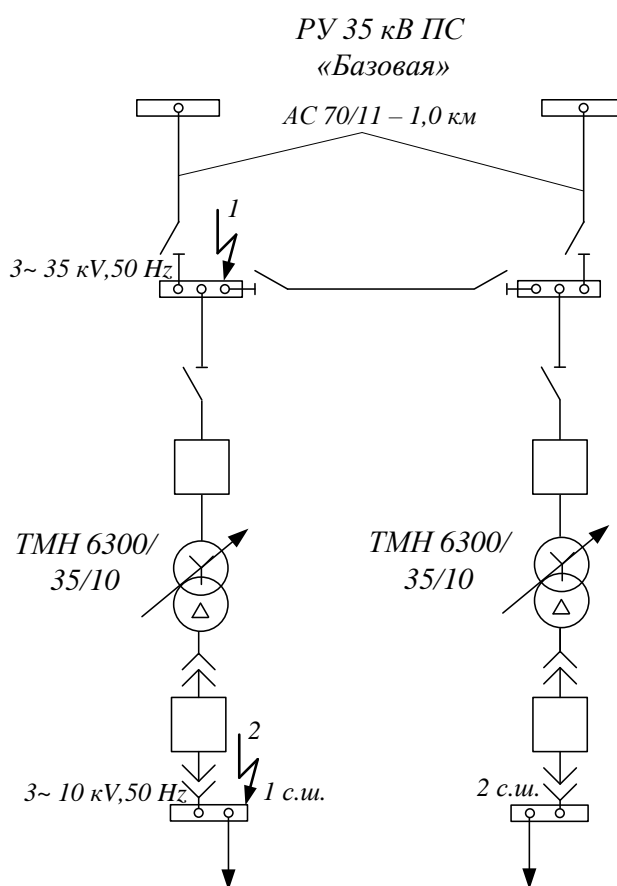


Рисунок 7 – Расчетные точки КЗ

На рисунке 8 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

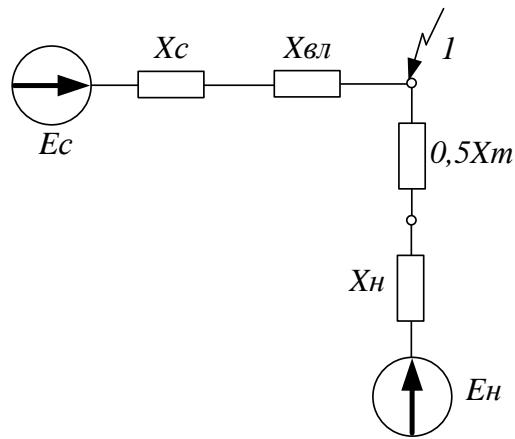


Рисунок 8 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность $S_{\sigma} = 100$ (МВА),
- 2) базисное напряжение 35 кВ $U_{\sigma 35} = 37$ (кВ)
- 3) базисное напряжение 10 кВ $U_{\sigma 10} = 10,5$ (кВ)
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (32)$$

где I_{σ} , U_{σ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\sigma 35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ (кА)}$$

$$I_{\sigma 10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K3}} \quad (33)$$

где I_{K3} – ток трехфазного КЗ на шинах ПС «Базовая» 35 кВ.

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,9} = 0,2 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ ПС «Базовая» - ПС «Речная»:

$$X_{вл} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (34)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{вл} = 0,4 \cdot 1,0 \cdot \frac{100}{37^2} \cdot 0,5 = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_{p\Sigma}} \quad (35)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{100}{5,8} = 10,97 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление трансформаторов ПС «Речная»:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (36)$$

$$X_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,38 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания.

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС на примере точки КЗ №1.

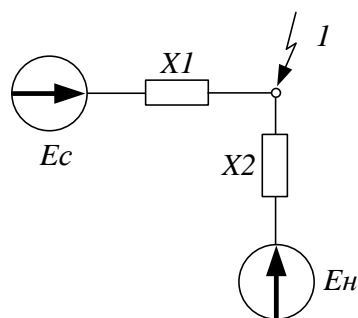


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{вл}$$

$$X1 = 0,2 + 0,05 = 0,25 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = 0,5 \cdot X_T + X_H$$

$$X2 = 0,5 \cdot 1,38 + 10,97 = 11,66 \text{ (о.е.)}$$

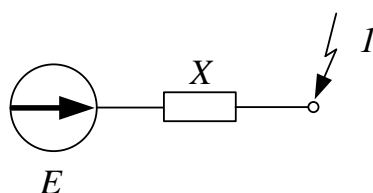


Рисунок 10 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2}$$

$$X = \frac{0,25 \cdot 11,66}{0,25 + 11,66} = 0,24 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_C \cdot X2 + E_H \cdot X1}{X2 + X1}$$

$$E = \frac{1 \cdot 11,66 + 0,85 \cdot 0,25}{11,66 + 0,25} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{635} = \frac{0,98}{0,24} \cdot 1,56 = 6,37 \text{ (кА)} \quad (37)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (38)$$

где t_{OB} – время отключения с учетом минимального времени работы защиты.
 T_a – постоянная времени

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 6,37 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 1,22 \text{ (кА)}$$

Ударный ток КЗ:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (39)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,37 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 15,46 \text{ (кА)}$$

Тепловой импульс КЗ:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (40)$$

где t_{OB} – время отключения с учетом максимального времени работы резервной защиты.

$$B_k = 6,37^2 \cdot (2 + 0,03) = 82,37 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2
 результаты расчета сводятся в таблицу 11:

Таблица 11 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{y\partial}$, (кА)	B_k , (кА ² с)
1	6,37	1,22	15,46	82,37
2	5,31	1,01	12,88	56,39

Полученные данные используем в расчетах при проверке токоведущих частей и коммутационной аппаратуры.

14 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПОДСТАНЦИИ РЕЧНАЯ

В данном разделе рассмотрим подробно выбор основного оборудования дна подстанции Речная

14.1 Выбор выключателей 35 кВ.

Определяем утяжеленные рабочие токи РУ ВН, НН подстанции Речная по следующей формуле (с учетом номинальной нагрузки трансформаторов) [4]

Для выключателей 35 кВ:

$$I_{\text{мвн}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (41)$$

где $S_{\text{тном}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{мвн}} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,51 \text{ (А)}$$

Для вводных выключателей 10 кВ:

$$I_{\text{мнн}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (42)$$

$$I_{\text{мнн}} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,23 \text{ (А)}$$

Определяем утяжеленный ток секционного выключателя 10 кВ:

$$I_{\text{сек}} = \frac{I_{\text{мнн}}}{2} \quad (43)$$

$$I_{\text{сек}} = \frac{509,23}{2} = 254,61 \text{ (А)}$$

Первоначально принимаем вакуумный выключатель марки ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1. Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Речная»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 145,51 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,37 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,46 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 6,37 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 1,22 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,46 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 82,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ подстанции Речная.

14.2 Выбор выключателей 10 кВ.

На напряжении 10 кВ для подстанции Речная принимаем для установки вводной выключатель вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-630 в комплекте КРУ.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор вводных выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 509,23 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,31 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$

Наибольший пик тока включения	$i_{\text{вкл}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,88 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
Номинальный ток отключения	$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 5,31 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{нт}}$

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{\text{ан}} = 8,48 \text{ кА}$	$i_{\text{а}} = 1,01 \text{ кА}$	$i_{\text{ан}} \geq i_{\text{а}}$
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,88 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 56,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

На напряжении 10 кВ для подстанции Речная принимаем для установки секционный выключатель вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-630 в комплекте КРУ.

Сравнение параметров выбранного секционного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя	Расчетные данные		Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 254,61 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 5,31 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{но}}$
Наибольший пик тока включения	$i_{\text{вкл}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,88 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
Номинальный ток отключения	$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 5,31 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{нт}}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{\text{ан}} = 8,48 \text{ кА}$	$i_{\text{а}} = 1,01 \text{ кА}$	$i_{\text{ан}} \geq i_{\text{а}}$
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,88 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$

Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 56,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
-----------------------	-------------------------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

На напряжении 10 кВ для подстанции Речная принимаем для установки выключатель отходящего присоединения вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-630 в комплекте КРУ, на примере фидера №5, расчет тока нагрузки приведен в разделе 15 (для остальных присоединений выбор проводится аналогичным способом)

Сравнение параметров выбранного выключателя присоединения со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 36,46 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,31 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,88 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 5,31 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 1,01 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,88 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 56,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

14.3 Выбор разъединителей 35 кВ.

На РУ 35 кВ, по напряжению току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС «Речная»

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 145,51 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,46 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 82,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Речная». Число заземляющих ножей определяется местом установки.

14.4 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из внутреннего сопротивления приборов, соединяющих проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (44)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (45)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2\text{)/м}$ – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{пров} = \frac{S_{np}}{I_2^2} \quad (46)$$

где S_{np} - мощность, потребляемая измерительными приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 5\text{А}$.

Для измерения всех необходимых электрических величин предлагается на ПС «Речная» установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 201.8. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 17, 18.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ подстанции Речная

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на вводе 10 кВ подстанции Речная

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ подстанции Речная

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока отходящего присоединения 10 кВ подстанции Речная

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на вводе 10 кВ $S_{\text{III}} = 1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на секционном выключателе 10 кВ $S_{\text{III}} = 0,5$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на выключателе отходящего присоединения 10 кВ $S_{\text{III}} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 35 кВ:

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_k \quad (47)$$

$$Z_2 = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка вводного трансформатора тока 10 кВ:

$$Z_2 = 0,06 + 0,43 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ:

$$Z_2 = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока выключателя отходящего присоединения 10 кВ:

$$Z_2 = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для подстанции Речная с номинальным током первичной обмотки 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для подстанции Речная

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 145,51 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,46 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 82,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2 \text{ ном}}$	30 Ом	0,55 Ом	$Z_{2 \text{ ном}} \geq Z_2$

Принятый тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока для вводных выключателей 10 кВ ТПЛК-10/600 с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного вводного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{номсети} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 600\text{А}$	$I_{макс} = 509,23\text{А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140\text{кА}$	$i_{уд} = 12,88\text{кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800\text{кА}^2\text{с}$	$B_K = 56,39\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном	15 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока для секционного выключателя 10 кВ ТПЛК-10/300 с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТТ для секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{номсети} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 300\text{А}$	$I_{макс} = 254,61\text{А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140\text{кА}$	$i_{уд} = 12,88\text{кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800\text{кА}^2\text{с}$	$B_K = 56,39\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока для выключателя 10 кВ отходящего присоединения ТПЛК-10/50 с номинальным током первичной обмотки 50 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТТ для отходящего присоединения 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{номсети} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 50\text{А}$	$I_{макс} = 36,46\text{А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140\text{кА}$	$i_{уд} = 12,88\text{кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800\text{кА}^2\text{с}$	$B_K = 56,39\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

14.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим критериям: по номинальному напряжению, по конструкции и схеме подключения, по классу точности, по мощности вторичной нагрузки:

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (48)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичных цепей в выбранном классе точности;

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

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС «Речная»

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
Сумма			10

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный анти резонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты с изолированной или с компенсированной нейтралью.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС «Речная»

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

Трансформатор напряжения проходит проверку по параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения для РУ 10 кВ ПС «Речная» НАМИ 10 УХЛ1.

Определяем мощность вторичной нагрузки РУ 10 кВ ПС «Речная». Данные представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 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 201.8	10	4
Счетчик РЭ			
Сумма			50

Таблица 28 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 50 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

14.6 Выбор шин 35 кВ.

Для РУ 35 кВ применяются провода таким же сечением как и отходящие ВЛ – АС-70/11 мм² Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

14.7 Выбор шин 10 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Речная». Максимальный рабочий ток составляет 697,6 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (250 мм²), длительно допустимы ток для данной шины составляет 860 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \cdot 1000 \quad (49)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{56,31}}{91} \cdot 1000 = 15,7 \text{ (мм}^2\text{)}$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия.

Полученное значение сечения менее фактического следовательно оно проходит по термической стойкости продолжаем выбор.

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12(\text{м}) \quad (50)$$

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

q - сечение проводника, в данном случае 2,5 (см^2)

Момент инерции находим по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (51)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \quad (\text{см}^3 \times \text{см})$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{yo}}^2}{a} \quad (52)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{12880^2}{0,4} = 43,25(\text{Н/м})$$

где i_{yo} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (53)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \quad (\text{см}^3)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (54)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{12880^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 22,54 \text{ (МПа)}$$

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно данное сечение оставляем.

14.8 Выбор изоляторов 10 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где $F_{разр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ ПС «Речная», при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{12880^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 190,71 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 190,71$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС «Речная»

14.9 Выбор трансформатора собственных нужд.

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 29 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Речная».

Таблица 29 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Нагрузка	Расчетная мощность
Привод выключателей 35 кВ	1,37×2
Привод выключателей 10 кВ	0,55×10
Обогрев приводов выключателей 35 кВ	(1,6+0,5)×2
Обогрев РУ 10 кВ	8
Освещение РУ 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	4,0
Сумма	25,24

В данной работе выключатели 35 кВ имеют встроенные выпрямители для питания приводов, следовательно учитывая номинальное напряжение высокой стороны ПС «Речная» принимаем систему переменного оперативного тока.

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Речная»:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3} \quad (55)$$

$$S_p = \frac{25,24}{2 \cdot 0,7} = 18,02 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/10 номинальной мощностью 25 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

14.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35\text{кВ}$	$U_{номсети} = 35\text{кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{пр} \geq U_{пр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

14.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{номсети} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ)	6,35	6,06	$U_{пр} \geq U_{пр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

15 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

При модернизации системы электроснабжения проводим замену проводников воздушных линий электропередачи на современный тип с покрытыми изоляцией жилами, применяем проводник типа СИП-3

Выбор сечений ВЛ проводится по методу сравнения длительно допустимого тока принятого проводника с расчетным значением, с последующей проверкой по термической стойкости и потере напряжения.

Выбор проводим по условию [4]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (56)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_{p10}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (57)$$

где S_{p10} – расчетная мощность в сечении проводника (кВА);

Для примера проводим расчет тока в сечении на участке РУ 10 кВ ПС «Речная» - фидер 8 (в данном направлении получают питание ТП-30, 31, 32):

$$I_p = \frac{127,85 + 464,43 + 70,97}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 36,46 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 номинальным напряжением 20 кВ. Принимаем минимальное сечение 3×35 которое имеет длительно допустимый ток 200 А, данный тип проводника принимаем для всего фидера, аналогично проводим расчет и выбор проводников на остальных фидерах, результаты приведены в таблице 32:

Таблица 32 – Выбор проводников ВЛ

Фидер	I_p (А)	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)
5	36,46	СИП-3 3×35	200
7	240,34	СИП-3 3×70	310
8	174,47	СИП-3 3×70	310

При расчете тока в сечении необходимо так же пользоваться коэффициентом совмещения максимумов нагрузки который зависит от числа КТП подключенных к данному фидеру, далее проводим расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ и проверяем выбранные проводники по термической стойкости.

16 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Данный расчет проводится для определения значений токов короткого замыкания на ближайших ТП для последующей проверки проводников по термической стойкости.

Метод расчета подразумевает использование именованных единиц и среднего ряда напряжений.

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах 10 кВ ТП 14, схема замещения представлена на рисунке 11.

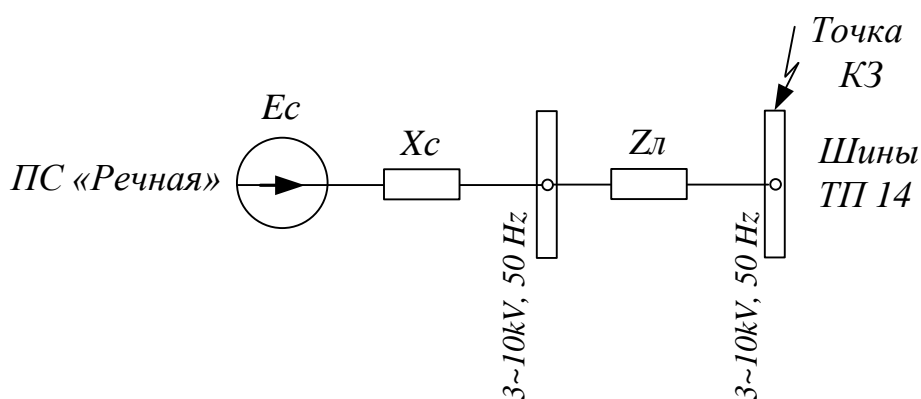


Рисунок 11 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_{сис} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (58)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Речная», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Речная».

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_{л} = x_0 \cdot L \quad (59)$$

$$R_{л} = r_0 \cdot L \quad (60)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

L – длина участка линии, км.

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

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (61)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (62)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,31} = 1,14 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_{л} = 0,29 \cdot 1,5 = 0,46 \text{ (Ом)}$$

$$R_{л} = 0,63 \cdot 1,5 = 0,94 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_{л} \quad (63)$$

$$X_p = 1,14 + 0,46 = 1,6 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 0,94(\text{Ом})$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,94^2 + 1,6^2}} = 3,26(\text{кА})$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,26 = 2,82(\text{кА})$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{1,6}{0,94 \cdot 314} = 0,001$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,1 \quad (64)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 3,26 \cdot 1,1 = 5,07(\text{кА})$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются токи короткого замыкания на остальных ближайших к ПС ТП, результаты расчетов сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
Фидер № 5, Шины ВН ТП 1	6,54	5,62	10,21
Фидер № 7, Шины ВН ТП 14	3,26	2,82	5,07
Фидер № 8, Шины ВН ТП 30	2,15	1,85	3,35

16.1 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \sqrt{\frac{B_\kappa}{c}} \quad (65)$$

где B_κ - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

c - температурный коэффициент для проводников из алюминия.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ «Речная» - фидер № 7 ТП 14 (максимальное время работы резервной защиты составляет 2,0 сек):

$$S_T = \sqrt{\frac{3,26^2 \cdot (2,0 + 0,001)}{95}} = 47,0 (\text{мм}^2)$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (66)$$

$$47 \leq 70$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Проверка сечений по термической стойкости

Фидер	S_T (мм ²)	$S_{\text{факт}}$ (мм ²)
5	66,25	70
7	47,0	70
8	25,14	35

Все принятые сечения проходят проверку

16.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

В данном подразделе проводится расчет потери напряжения в наиболее удаленной точке сети каждого фидера, если потеря напряжения превысит предельное значение следовательно требуется увеличение сечения проводника.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (67)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление линии, Ом/км.

Расчет проводим на примере фидера №8, определяем потерю напряжения на участке на каждом из участков:

Потеря напряжения в участке: РУ 10 кВ ПС «Речная» отпайка ТП 32:

$$\Delta U1 = \sqrt{3} \cdot 36,46 \cdot 0,05 \cdot (1,26 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,04(\%)$$

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 30 - отпайка ТП 30:

$$\Delta U2 = \sqrt{3} \cdot 32,7 \cdot 0,25 \cdot (1,26 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,17(\%)$$

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 30 - ТП 31:

$$\Delta U3 = \sqrt{3} \cdot 25,69 \cdot 0,4 \cdot (1,26 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,22(\%)$$

Суммарная потеря напряжения:

$$\Delta U = \Delta U1 + \Delta U2 + \Delta U3$$

$$\Delta U = 0,04 + 0,17 + 0,22 = 0,43(\%)$$

Данное значение не должно превышать 5% для наиболее удаленной от источника питания ТП, расчет показывает что потеря не превышает допустимого значения следовательно сечение менять не требуется, для остальных фидеров результаты заносим в таблицу 35.

Таблица 35 – Расчет потерь напряжения

Фидер	ΔU (%)
-------	----------------

5	4,89
7	4,15
8	0,43

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

17 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПОДСТАНЦИИ РЕЧНАЯ

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам:

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (68)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае:

$$h_{\text{эфл}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (69)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (на примере М1-М2):

$$h_c = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (70)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (29,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) \quad (71)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45}\right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (72)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 9,79 \text{ (м)}$$

Схема молниезащиты представлена на рисунке 12

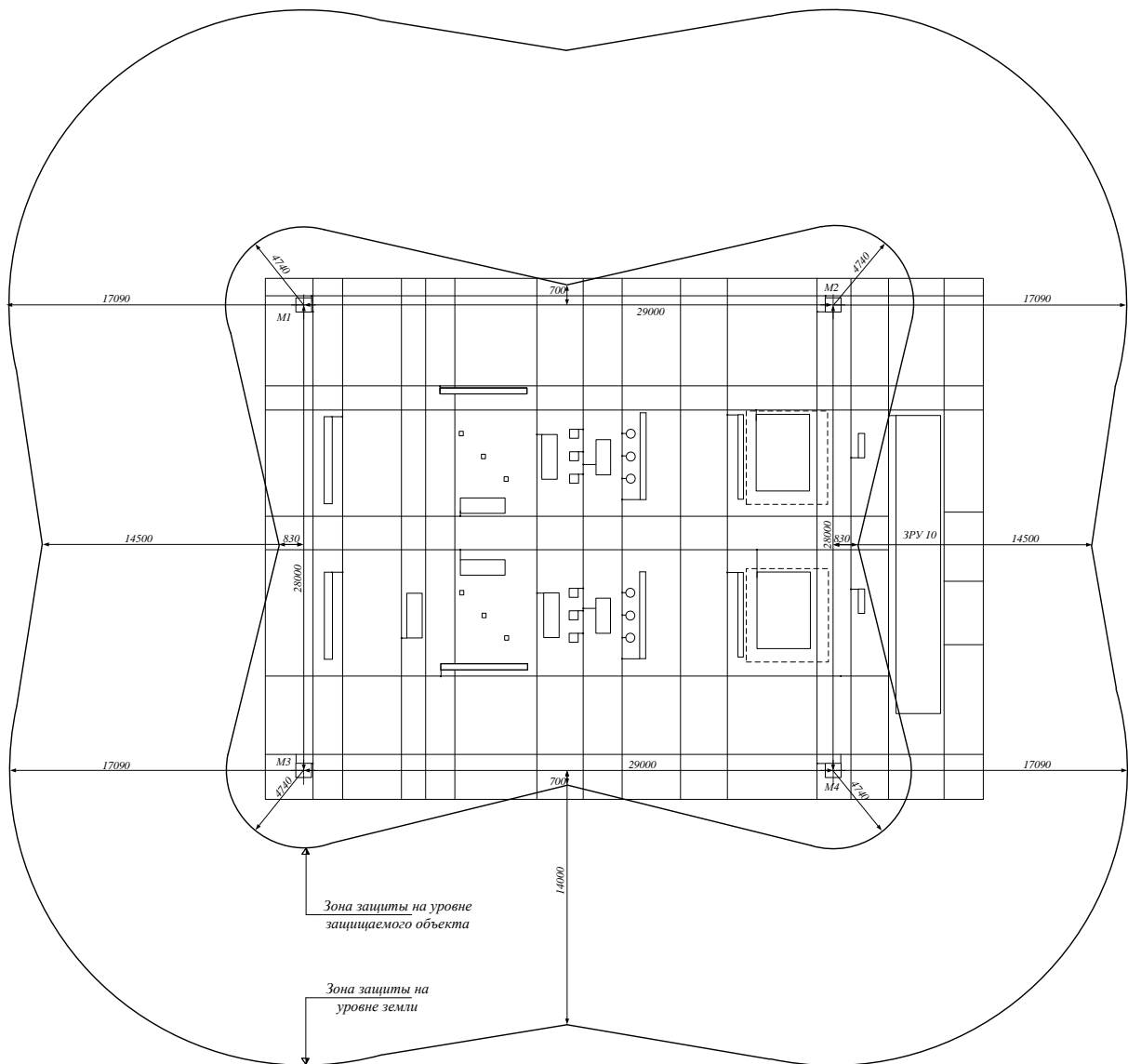


Рисунок 12 – Схема молниезащиты подстанции Речная

18 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 4 Ом для подстанций классом напряжения 35 кВ.

Размеры подстанции Речная 44,5×36 (м)

Определяем площадь контура заземления ПС:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 1845 \text{ (м}^2\text{)} \quad (73)$$

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

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (74)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{6,37^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,49 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (75)$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА)

T - предельное время работы защиты выключателя (сек)

β - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (76)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 9,64$$

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 29 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (77)$$

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

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{mn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{mn}}(A+3) = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 741,0 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{741,0}{2 \cdot \sqrt{1845}} = 8,63 \quad (78)$$

Принимаем число ячеек: $m = 9$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1845}}{9} = 4,77 \text{ (м)} \quad (79)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{1845}(9+1) = 859,06(\text{м}) \quad (80)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{1845}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 12,15 \quad (81)$$

Принимаем: $n_e = 13$

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

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 100 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{1845}} + \frac{1}{859,06 + 4,0 \cdot 13} \right) = 1,09(\text{Ом}) \quad (82)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1845}}{(21 + 320) \cdot (4,0 + 45)}} = 1,96 \quad (83)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 109 \cdot 1,96 = 2,13(\text{Ом}) \quad (84)$$

Полученное значение сопротивления не превышает нормативного 4 Ом, следовательно, расчет считаем окончанным.

19 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 35 КВ

В качестве защитного терминала принимаем SPAC 810Т

В качестве защит, устанавливаемых на трансформаторах подстанции Зейская принимаем следующие:

Дифференциальная поперечная защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах

Газовая защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий внутри трансформатора

Максимальная токовая защита – резервная защита многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах

Защита от перегрузки – защита, предупреждающая перегрузку трансформатора свыше номинального тока.

Рассмотрим расчет и выбор уставок указанных защит.

19.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (85)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{ТА}$.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{2ПП} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (86)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (87)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (88)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, $K_{ОТС} = 1,1$;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$ о.е.;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ} = 0,02$ о.е.;

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч,
 $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$ о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{1\text{НОМТТ}} \cdot K_{10}}{I_{\text{ТНОМ}i}} \geq \frac{I_{\text{КЗВН}m}}{I_{\text{ТНОМ}i}} \quad (89)$$

где $I_{1\text{НОМТТ}}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{\text{T1}} = \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБР}} \cdot I_{\text{СКВ}} - 0,7}{I_{\text{СКВ}} - I_{\text{ТР}}} \quad (90)$$

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы, принимают $I_{\text{СКВ}} = 3$,
 $K_{\text{ПЕР}}^{\wedge} = 1,5$, $K_{\text{ПЕР}}^{\wedge\wedge} = 2,5$

$$I_{\text{ТАСЧ}} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\text{min}}}{K_{\text{T1}}} \quad (91)$$

Значения $I_{d\text{min}}^*$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта защиты.

Выбираем трансформаторы тока:

$$I_{\text{ВН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37} = 128,99 \text{ (А)}$$

$$I_{\text{НН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 477,27 \text{ (А)}$$

$$I_{2\text{ВН}} = \frac{128,99}{150} \cdot 5 = 4,29 \text{ (А)}$$

$$I_{2HH} = \frac{477,27}{600} \cdot 5 = 3,97 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{dmin} = 1,25 \cdot K_{OTC} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{dmin} = 0,3 \text{ о.е.}$$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (92)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

19.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 6300 кВА на подстанции Речная, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

Данная защита является очень чувствительной при повреждениях внутри трансформатора в частности на обмотках при различного рода коротких замыканиях в том числе и витковых коротких замыканиях с возникновением электрической дуги либо значительным нагревом элементов.

При этом в районе где происходит дуговое замыкание производится разложение масла на составляющие, при значительном газообразовании и повреждении элементов. Расширяющиеся газы создают высокое давление, под действием которого они начинают движение в сторону расширителя.

Образование газов внутри корпуса трансформатора является очень опасным так как может привести к разгерметизации и повреждению

трансформатора с разливом масла и его последующим возгоранием, данный факт может привести к значительным экономическим и техническим потерям.

Для исключения данной ситуации между основным баком трансформатора и расширителем устанавливается газовое реле, через которое проходят эти газы, движение потока масла и газа задействует его чувствительные элементы, в частности лопатки и происходит замыкание контактов с отключением трансформатора от сети. Работа газовой защиты является очень быстрой и оборудование не успевает получить значительные повреждения. Следует отметить то что после отключения трансформатора следует взводить отсечной клапан, который разделяет основной бак трансформатора от расширителя.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов подстанции Речная

19.3 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_г} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 128,99 = 169,29 \text{ (А)} \quad (93)$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,0

$k_г$ – коэффициент возврата токового реле;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 169,29}{(150/5)} = 9,77 \text{ (А)}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки действующей на отключение принимаем равным 9 секунд.

19.4 Токовая отсечка.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{CЗ} = k_n \cdot I_{кзНН} \cdot k_{mp} \quad (94)$$

где k_n – коэффициент надежности;

k_{mp} – коэффициент трансформации трансформатора;

$I_{кзНН}$ – максимальное значение тока короткого замыкания на шинах низкого напряжения подстанции Речная;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ} = 1,1 \cdot 5310 \cdot 10,5 / 35 = 1752,3$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{1752,3}{(150/5)} = 58,41 \text{ (A)}$$

Защита принимается для трансформаторов ТМН 6300/35/6 подстанции Речная.

19.5 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_\epsilon} \cdot I_{номВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 187,06 \text{ (A)} \quad (95)$$

где k_i – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$k_\epsilon = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{5,31 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{187,06} = 8,72 \quad (96)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 187,06}{(150/5)} = 10,8 \text{ (A)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности, ее принимаем к установке на оба трансформатора подстанции Речная.

20 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ РЕЧНАЯ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие виды автоматики: АВР, АЧР.

20.1 АВР

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции Зейская для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть не устранённых неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее

принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда

напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На подстанции Зейская принимаем устройство АВР на стороне 10 кВ, а так же принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

20.2 АЧР

АЧР - один из методов противоаварийной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

На ПС Зейская применяется устройство АЧР рассмотрим его подробно, устройства АЧР срабатывают при понижении частоты ниже 49 Гц, продолжительность работы электрической системы составляет не больше 40 с. При менее 47 Гц – 10 с., меньше 46 Гц нельзя допустить, так при этом значении происходит явление «лавины напряжения», при котором происходит сбрасывание электростанцией нагрузки. «Лавина напряжения» способствует повышенному потреблению реактивной мощности что ведет к еще большим осложнениям в системе энергоснабжения.

Пониженная частота может вызвать механический резонанс проточной части турбины, влекущий механические повреждения лопаток турбины. Снижение частоты влечет снижение скорости вращения асинхронного двигателя и понижение производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы. Это действие называется «лавиной частоты», за ней обычно следует появление «лавины напряжения». При понижении уровня частоты снижается подача давления масла маслонасосом к турбине электростанции, это приводит к

посадке стопорных клапанов в аварийном режиме и отключению агрегата. Изменения параметров частоты всего на 0,2 Гц может способствовать неравномерному и неэкономичному распределению нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования. Изменение частоты может привести к непостоянной скорости работы электроприводов механизмов, что может вызвать появление брака производимых деталей. Аварийная частотная разгрузка является единственным средством поддержания частоты энергосистемы в разрешенных пределах при регулировании отключением потребителей, этот процесс происходит в случае отсутствия восстановления частоты путем применения нормальных средств регулирования частоты. Неравномерность АЧР, риски возникающие в результате снижения частоты очень важно предотвратить так, как это ведет к длительному процессу восстановления нормированного значения частоты и восстановлению рабочего состояния потребителей, а также появление лишних операций по включению и отключению коммутирующих аппаратов электроприемников, снижает надежную работу энергосистемы электроснабжения.

21 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

На подстанции Речная в качестве устройства защиты присоединений с вакуумными выключателями принят блок БМРЗ, рассмотрим его подробно.

Возможности блока позволяют проектным и пусконаладочным организациям на основе логических сигналов типовых и фиксированных функциональных схем защит и автоматики учитывать индивидуальные особенности проекта защищаемого присоединения.

Программное обеспечение, созданное предприятием-изготовителем, является базовым функциональным программным обеспечением (далее - БФПО), в нем реализуются функции защит и автоматики, сигнализации, сервисные функции и функции диагностики блока. Изменение БФПО осуществляется только на предприятии-изготовителе.

Дополнительные функциональные схемы, создаваемые для учета индивидуальных особенностей проекта защищаемого присоединения, входят в состав программного модуля конфигурации. Для создания модуля следует использовать программный комплекс "Конфигуратор - МТ". Модуль включает в себя: - уставки защит и автоматики; - дополнительные функциональные схемы ПМК (далее - схемы ПМК); - настройки связи блока с АСУ/ПЭВМ; - настройки функций синхронизации времени блока; - настройки таблицы подключений блока; - настройки таблицы назначений блока.

Таблица подключений блока позволяет использовать дискретные входы для привязки их к входным сигналам функциональных схем.

Таблица назначений блока позволяет: - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним сигналов с дискретных входов блока; - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним логических сигналов функциональных схем; - создавать дополнительные записи для журнала сообщений и журнала аварий; - выполнять настройку светоизлучающих диодов (светодиодов); - выполнять настройку состава осциллограмм.

В комплект поставки блока входит пример реализации ПМК, созданный предприятием-изготовителем

Выходные сигналы функциональных схем БФПО и схем ПМК могут быть использованы в таблице назначений блока, а также переданы в АСУ. Выходные сигналы функциональных схем БФПО могут быть использованы для создания схем ПМК.

Программный комплекс "Конфигуратор - МТ" предоставляет возможность установки паролей для разделения на следующие уровни доступа:

служба РЗА (изменение уставок, просмотр и управление) и служба АСУ (изменение коммуникационных настроек).

Для создания дополнительных функциональных схем, учитывающих особенности проекта защищаемого присоединения, доступны следующие элементы: - дискретные входы, перечень которых приведен в таблице 3; - кнопки лицевой панели "F1" и "F2"; - входные сигналы АСУ, перечень которых приведен в таблице 7; - входные сигналы функциональных схем, - выходные сигналы функциональных схем; - свободно назначаемые дискретные выходы

Назначение дискретных входов в таблице подключений блока производится в виде перекрестной связи между дискретным входом (графа) и входным сигналом функциональных схем БФПО (строка) (пример назначения свободно назначаемого дискретного входа "Вход" на входной сигнал функциональных схем БФПО "Квитир. внеш."). Допускается прямое или инверсное подключение дискретного входа.

Функции защиты

Токовая отсечка (ТО)

ТО предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Схема подключения аналоговых сигналов, в случае установки трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой инструкцией. Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

Предусмотрена возможность работы первой и второй ступени ТО с контролем от реле направления мощности (РНМ). Ввод РНМ производится программными ключами S143, S145 для первой и второй ступени соответственно. Предусмотрен выбор варианта работы ТО при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программными ключами S144, S146 для первой и второй ступени соответственно.

При междуфазных коротких замыканиях вблизи места установки защиты, сопровождающихся значительным снижением напряжения, подводимого к реле (ниже 7 В), РНМ работает "по памяти". В этом случае на реле в течение 200 мс сохраняется фаза напряжения предаварийного режима. По истечении 200 мс состояние РНМ фиксируется. Возврат РНМ осуществляется при восстановлении значения напряжения выше 7 В. Для готовности работы РНМ "по памяти" необходимо наличие на зажимах РНМ напряжения выше 9 В в течение не менее 60 мс.

При неготовности РНМ работать "по памяти" формируется логический сигнал "недост.", ступени ТО работают в ненаправленном режиме.

Для блокировки пуска ступеней ТО предусмотрены логические сигналы "ТО 1 блок." и "ТО 2 блок.". Блокировка осуществляется наличием логической единицы.

Максимальная токовая защита (МТЗ)

МТЗ предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий и перегрузки защищаемого присоединения. Первая ступень имеет независимую или зависимую времятоковую характеристику. Вторая ступень имеет независимую время токовую характеристику.

Ступени МТЗ могут быть введены в действие программными ключами S103 и S104 для первой и второй ступени соответственно.

Выбор времятоковой характеристики производится программным ключом S109 (по умолчанию первая ступень МТЗ выполняется независимой). Блок обеспечивает возможность работы первой ступени с четырьмя типами обратозависимых времятоковых характеристик:

Для зависимой характеристики возможен выбор одной из четырёх зависимых времятоковых характеристик.

Тип времятоковой характеристики задаётся уставкой в программном комплексе "Конфигуратор - МТ" при выборе типа обратозависимой времятоковой характеристики.

Вторая ступень МТЗ может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или с действием только на сигнализацию. Ввод действия второй ступени МТЗ на отключение производится программным ключом S117.

Для первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой может быть введен пуск по напряжению (программный ключ S122 - ввод контроля линейного напряжения и программный ключ S123 - ввод комбинированного пуска с контролем напряжения обратной последовательности и линейного напряжения). Условием пуска первой ступени МТЗ является снижение любого линейного напряжения ниже уставки "МТЗ РН U1" или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки "МТЗ РН U2". При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется.

Контроль напряжения для комбинированного пуска МТЗ выводится при неисправности цепей напряжения в соответствии рисунком Б.2. Для вывода контроля исправности цепей напряжения необходимо ввести программный ключ S150.

Предусмотрена возможность работы первой ступени МТЗ с контролем от РНМ. Ввод РНМ производится программным ключом S147. При использовании направленной МТЗ предусмотрен выбор варианта её работы при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программным ключом S148.

Для блокировки первой или второй ступени МТЗ предусмотрены логические сигналы "МТЗ 1 ст. блок." и "МТЗ 2 ст. блок." соответственно.

Ускорение МТЗ (УМТЗ)

УМТЗ предназначено для ускорения действия первой ступени МТЗ при включении выключателя и коротком замыкании в защищаемой зоне. УМТЗ может быть введено в действие программным ключом S106.

После исчезновения сигнала "РПО" в течение 1 с и при пуске первой ступени МТЗ с выдержкой времени "УМТЗ Т" выдается сигнал на отключение выключателя.

Предусмотрена блокировка УМТЗ (программный ключ S160) по наличию напряжений на секции шин и до вводного выключателя.

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал "УМТЗ блок."
Логическая защита шин (ЛЗШ)

ЛЗШ предназначена для ускорения действия МТЗ выключателя источника питания при коротком замыкании на шинах присоединения. Ввод в работу ЛЗШ осуществляется программным ключом S128 (в соответствии с рисунком Б.3).

Подключение датчиков логической защиты шин может быть выполнено при параллельном или последовательном соединении, выбор осуществляется программным ключом S149. По умолчанию блок реализует схему с последовательным соединением датчиков логической защиты шин.

При получении сигнала от датчиков ЛЗШ (пуск МТЗ присоединений, питающих нагрузку) первая ступень МТЗ действует с выдержкой времени, выбранной по условию селективности. При отсутствии сигнала от датчиков ЛЗШ и пуске первой ступени МТЗ срабатывание МТЗ происходит с уставкой по времени "ЛЗШ Т".

Блок обеспечивает контроль исправности шинки ЛЗШ - при наличии сигнала от датчиков ЛЗШ в течение 180 с блок выдает сигнал "Вызов".

22 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

22.1 Безопасность работы

В данной работе рассматривается модернизация подстанции 35 кВ «Речная» в Амурской области, предполагается установка на данной ПС двух двух-обмоточных трансформаторов типа ТМН 6300/35. Так же в работе рассматривается реконструкция данной ПС с установкой современного

оборудования. Дополнительно в работе рассмотрен вопрос модернизации схемы электроснабжения с центром питания ПС «Речная» 35/10 кВ.

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.
5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
6. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Рассмотрим основные требования техники безопасности:

При работах на воздушных линиях электропередачи:

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания.

Для определения прочности деревянных опор должна проверяться степень загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта,

загнивание древесины, трещины в бетоне), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента, приспособлений, канатов, оттяжек до провода (электропередачи, радиотрансляции, телемеханики), находящегося под напряжением до 1000 В, должно быть не менее 0,6 м.

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до

и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ. Работы следует выполнять по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV по электробезопасности.

При работах на комплектных трансформаторных подстанциях.

При работах на оборудовании ТП и ТП без отключения питающей линии напряжением выше 1000 В разрешаются лишь те осмотры, ремонт и техническое обслуживание, которые возможно выполнять стоя на площадке и при условии соблюдения допустимых расстояний до токоведущих частей, находящихся под напряжением. Если эти расстояния меньше допустимых, то работа должна выполняться при отключении и заземлении токоведущих частей напряжением выше 1000 В.

Допуск к работам на мачтовых ТП и ТП киоскового типа независимо от наличия или отсутствия напряжения на линии должен быть произведен только после отключения сначала коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В, затем линейного разъединителя напряжением выше 1000 В и наложения заземления на токоведущие части подстанции. Если не исключена подача напряжения 380/220 В, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположной питающей стороны, приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления.

На мачтовых ТП, переключательных пунктах и других устройствах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей, выключателей нагрузки, шкафы напряжением выше 1000 В и щиты напряжением до 1000 В должны быть заперты на замок.

Стационарные лестницы у площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями и заперты на замок.

При работах на кабельных линиях.

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного

разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стой! Напряжение».

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекатывать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;

- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;

- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;

- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

Охрана труда при погрузо-разгрузочных работах.

В Правилах предусмотрены единые требования безопасности при производстве погрузочно-разгрузочных работ и размещении грузов для предприятий, учреждений и организаций (далее - организаций) всех сфер хозяйственной деятельности, форм собственности и организационно-правовых форм, а также для физических лиц, занимающихся указанными видами работ в порядке предпринимательской деятельности.

Правила действуют на всей территории Российской Федерации и должны учитываться при строительстве новых, реконструкции и техническом перевооружении действующих организаций, цехов, производств, при разработке и эксплуатации оборудования, разработке и применении технологических процессов.

Выполнение отдельных требований Правил, связанных со значительными капитальными затратами, по срокам их реализации, а также для сферы малого бизнеса и предпринимательства могут быть решены в отдельном порядке по согласованию с органом исполнительной власти по труду субъекта Российской Федерации, органами государственного надзора и контроля по вопросам, входящим в их компетенцию.

Погрузочно-разгрузочные работы должны выполняться в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов и других нормативных правовых актов и нормативных технических

документов, принятых в установленном порядке, и соблюдение которых обеспечивает безопасность работ.

При использовании стационарно установленных грузоподъемных механизмов и другого производственного оборудования, при работах с опасными веществами, расплавленными металлами и сплавами, определенными Федеральным законом N 116-ФЗ от 21.07.97 как опасные производственные объекты, должны выполняться, кроме того, требования промышленной безопасности.

Производственная деятельность должна осуществляться на основании соответствующих лицензий и быть оформлена договором страхования риска ответственности за причинение вреда.

Применяемые на опасном производственном объекте грузоподъемные машины и другое производственное оборудование по перечню, определяемому Правительством Российской Федерации, должны иметь сертификат на соответствие требованиям промышленной безопасности.

Работники, занятые на выполнении работ на опасном производственном объекте, должны обладать соответствующей квалификацией, быть аттестованными в области промышленной безопасности, не иметь медицинских противопоказаний к указанной работе и быть допущены к выполнению работ в установленном порядке.

Организация работ должна обеспечивать безопасное производство работ, надлежащий контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, локализацию и ликвидацию последствий аварий и инцидентов на опасном производственном объекте в случае их возникновения и определять порядок технического расследования их причин, разработки и реализации мероприятий по их предупреждению и профилактике.

Организации, обращающиеся с опасными веществами в количествах, указанных в приложении 2 Федерального закона N 116-ФЗ от 21.07.97, должны оформить декларацию промышленной безопасности.

В Правилах содержатся основные требования по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и складирования грузов, на основе которых с учетом конкретных условий и в соответствии с перечнем в организации должны быть разработаны или приведены в соответствие с ними положения и инструкции по охране труда по профессиям и видам работ, при этом:

Перечень инструкций должен быть составлен службой охраны труда при участии руководителей подразделений, служб главных специалистов, организации труда и заработной платы, утвержден руководителем организации и разослан структурным подразделениям.

Разработка инструкций должна осуществляться руководителями цехов, лабораторий, отделов и других структурных подразделений организации.

Разработка инструкций должна быть организована приказом, распоряжением руководителя организации.

Утверждение инструкций должно производиться руководителем организации после согласования с соответствующим профсоюзным органом или иными уполномоченными работниками представительными органами и службой охраны труда, а в необходимых случаях и с другими заинтересованными службами.

Инструкции по охране труда должны выдаваться работникам или находиться на рабочих местах или других известных и доступных местах их организованного хранения.

Пересмотр инструкций должен производиться не реже одного раза в пять лет и в случаях изменения технологии, оборудования, инструментов и др. Для работ с повышенной опасностью пересмотр инструкций должен производиться не реже одного раза в три года.

У руководителя структурного подразделения, начальника участка, мастера, прораба должен быть в наличии комплект инструкций для работников по всем профессиям и видам работ.

Требования и нормы, установленные в стандартах организации, в инструкциях по охране труда или другой нормативной документации (включая

конструкторскую, технологическую и др.), должны соответствовать требованиям настоящих Правил, стандартов ССБТ, стандартов и технических условий на сырье, материалы, продукцию и т.д.

Ответственность за организацию погрузочно-разгрузочных работ в организации должна быть возложена приказом на специалиста, организующего эти работы.

На время отпуска, командировки и в других случаях отсутствия ответственного лица выполнение его обязанностей должно быть возложено приказом на работника, замещающего его по должности.

Крановщики и их помощники, стропальщики должны руководствоваться производственными инструкциями, разработанными на основе типовых инструкций по этим профессиям, утвержденных Госгортехнадзором России, а для кранов мостового типа, оснащенных радиоэлектронными средствами дистанционного управления, - на основе типовых инструкций специализированных организаций, согласованных Госгортехнадзором России.

Руководители и специалисты, обеспечивающие содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии и их безопасную эксплуатацию, и работники, ответственные за безопасное производство работ кранами, должны руководствоваться инструкциями, разработанными на основе Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, подъемников (вышек) и других правил Госгортехнадзора России и типовых инструкций, утвержденных Госгортехнадзором России.

Работники, занятые на ремонте и обслуживании грузоподъемных машин, должны руководствоваться производственными инструкциями, разработанными в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, Правил эксплуатации электроустановок потребителей, Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и настоящих Правил.

Лицо, руководящее производством погрузочно-разгрузочных работ, обязано:

перед началом работы обеспечить охранную зону в местах производства работ, проверить внешним осмотром исправность грузоподъемных механизмов, такелажного и другого погрузочно-разгрузочного инвентаря. Работа на неисправных механизмах и неисправным инвентарем запрещается;

проверить у работников, осуществляющих работы, наличие соответствующих удостоверений и других документов на право производства этих работ;

следить за тем, чтобы выбор способов погрузки, разгрузки, перемещения грузов соответствовал требованиям безопасного производства работ;

при возникновении аварийных ситуаций или опасности травмирования работников немедленно прекратить работы и принять меры для устранения опасности.

При пересмотре правил, стандартов и других нормативных актов, на которые в Правилах сделаны ссылки, следует руководствоваться уточненными редакциями этих документов.

Организация контроля за выполнением требований Правил возлагается на работодателя, контроль за их выполнением - непосредственно на руководителей структурных подразделений (служб) организации.

Выполнение требований инструкций следует проверять при осуществлении всех видов контроля.

Служба охраны труда организации должна осуществлять постоянный контроль за своевременной разработкой, проверкой и пересмотром инструкций по охране труда, оказывать разработчикам (подразделениям) методическую и организационную помощь и содействие.

В местах производства погрузочно-разгрузочных работ содержание вредных веществ (аэрозолей, паров) и пыли в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций по ГОСТ 12.1.005.

Общие требования безопасности при проведении погрузочно-разгрузочных работ и размещении грузов устанавливает ГОСТ 12.3.009, общие требования безопасности к процессам перемещения грузов (погрузке,

разгрузке, транспортированию, промежуточному; складированию, устройству и содержанию транспортных путей) напольным колесным безрельсовым транспортом устанавливает ГОСТ 12.3.020, требования охраны труда при эксплуатации промышленного транспорта устанавливают ПОТ РМ-008-98.

Безопасность выполнения работ по перемещению грузов кранами должна обеспечиваться комплексом организационных и технических мер:

На места производства работ и к оборудованию не должны допускаться лица, не имеющие прямого отношения к этим работам. Не допускается нахождение людей, нахождение и передвижение транспортных средств в зоне возможного падения грузов с подвижного состава при погрузке и разгрузке, а также при перемещении грузов подъемно-транспортным оборудованием.

Работники, производящие работы по перемещению грузов кранами и обслуживающие это оборудование, должны быть обучены, аттестованы, допущены к самостоятельным работам в установленном порядке в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, Правил устройства и безопасной эксплуатации подъемников (вышек) и др. нормативной документации, и им должны быть созданы условия для безопасного и безаварийного производства работ (климат рабочей зоны и мест производства работ, техническое и организационное обеспечение этих работ, средства защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов, четкое распределение обязанностей и ответственности среди исполнителей работ и организация взаимодействия между ними, ответственность каждого за исполнение своих обязанностей и др.).

Доступ персонала на мостовые, передвижные консольные краны, крановые пути и проходные галереи должен определяться и регулироваться системой ключ-марка

Для передвижения стрелового крана его стрела должна быть приведена в транспортное положение (установкой ее вдоль продольной оси пути движения), крюк поднят и закреплен в верхнем положении.

Строительно-монтажные и др. работы с применением грузоподъемных машин должны выполняться по проекту производства работ, предусматривающему:

соответствие кранов производимой работе по грузоподъемности, высоте подъема груза, вылету стрелы;

безопасную установку крана для работы вблизи строений, мест складирования, откосов котлованов и в других условиях;

безопасные расстояния от сетей и воздушных линий электропередачи, включая городские контактные сети и т.д.

Погрузочно-разгрузочные работы и размещение грузов кранами должны выполняться по технологическим картам, разработанным с учетом требований ГОСТ 12.3.009 и утвержденным в установленном порядке.

При размещении грузов должны соблюдаться размеры отступов: от стен помещений - 0,7 м, от приборов отопления - 0,2 м (должны увеличиваться по условиям хранения груза), от источников освещения - 0,5 м, от пола - 0,15 м, между ящиками в штабеле - 0,02 м, между поддонами и контейнерами в штабеле - 0,05 - 1 м.

Разгрузка и загрузка полувагонов крюковыми кранами должны производиться по технологии, утвержденной владельцем крана, с указанием в ней необходимых мер для безопасного производства работ с учетом конкретного груза и объекта погрузки-разгрузки.

Транспортировать груз на крюке крана над рабочими местами или при нахождении людей в зоне перемещения груза запрещается.

Поднимать груз большой грузоподъемности крана запрещается.

Опускать груз разрешается только на предназначенное для этого место с исключением возможности его падения, опрокидывания, сползания. Грузы должны укладываться или устанавливаться в соответствии с требованиями при складировании конкретных грузов без загромождения проходов и с выполнением требований по удобству и безопасности их строповки и расстроповки.

Погрузочно-разгрузочные рампы и платформы должны защищать грузы и погрузочно-разгрузочные механизмы от атмосферных осадков, иметь не менее двух рассредоточенных лестниц или пандусов и ширину, обеспечивающую соблюдение требований технологии и безопасности при погрузочно-разгрузочных работах.

Не допускается нахождение людей и проведение каких-либо работ в зоне работы грейферных и магнитных кранов;

По окончании работы оставлять груз, грейфер, магнитную шайбу в подвешенном состоянии запрещается.

Для перевозки порошковых и сыпучих материалов должны использоваться специальные железнодорожные вагоны и автомашины типа цементовоза, обеспечивающие беспыльную загрузку, транспортировку и разгрузку этих материалов.

Тара для транспортирования порошковых материалов должна обеспечивать целостность упаковки на всех этапах обращения (вплоть до их применения в производстве) без промежуточных пересыпок.

Для транспортирования вредных и агрессивных жидких материалов должны применяться специальные цистерны.

Для легкозамерзающих веществ высокой вязкости должны предусматриваться системы быстрого разогрева без изменения их химических свойств и без выделения в атмосферу вредных паров и газов.

Для транспортирования сжиженных вредных газов (хлора, аммиака и др.) должны применяться специальные железнодорожные или автомобильные цистерны.

Загрузка опасных веществ, их слив или выдавливание из цистерн, а также промывка и пропарка цистерн должны осуществляться способами, исключающими контакт с ними работников или выделение в воздух вредных веществ. Перед сливом жидкостей необходимо проверить работоспособность клапана, соединяющего внутреннюю полость цистерны с атмосферой.

Для транспортирования сыпучих материалов следует применять непрерывный транспорт с минимальным числом пересыпок (транспортеры, элеваторы и др.); для порошковых материалов (цемента, извести и т.п.) - пневмотранспорт или транспортеры с минимальным количеством пересыпок и с применением обеспыливающих устройств; для жидких опасных веществ с расходом более 400 кг в смену - трубопроводы из арматуры, исключающей просачивание этих веществ, а при меньших расходах - в таре поставщика; для сжиженных и сжатых вредных газов с большим расходом - трубопроводы, при незначительных расходах (до 10 баллонов в смену) - в баллонах.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ кранами необходимо соблюдать следующие требования безопасности:

Работать грузоподъемными механизмами и механизмами передвижения крана по сигналу стропальщика.

Немедленно приостанавливать работу по сигналу "Стоп" независимо от того, кем он подан.

Подъем, опускание, перемещение груза, торможение при всех перемещениях выполнять плавно, без рывков.

Перед подъемом или опусканием груза необходимо убедиться в том, что вблизи груза, штабеля, железнодорожного сцепа, вагона, автомобиля и другого места подъема или опускания груза, а также между грузом и этими объектами не находится стропальщик или другие лица.

Застрапливать и отцеплять груз необходимо после полной остановки грузового каната, его ослабления и при опущенной крюковой подвеске или траверсе.

Для подводки стропов под груз необходимо применять специальные приспособления.

Строповку груза необходимо производить в соответствии со схемой строповки для данного груза.

Груз во время перемещения должен быть поднят не менее чем на 0,5 м выше встречающихся на пути предметов.

Опускать груз необходимо на предназначенное и подготовленное для него место на подкладки, обеспечивающие устойчивое положение груза и легкость извлечения из-под него стропов.

Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять механизированными способами с применением подъемно-транспортного оборудования и средств механизации. Механизированный способ является обязательным для грузов массой более 50 кг, а также для подъема грузов на высоту более 3 м.

Перемещение грузов массой более 20 кг в технологическом процессе должно производиться с помощью встроенных подъемно-транспортных устройств или средств механизации. Также должно быть механизировано перемещение грузов в технологическом процессе на расстояние более 25 м.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ и при транспортировании грузов вручную необходимо выполнять следующие требования:

Переносить острые, режущие, колющие изделия и инструменты только в чехлах, пеналах.

Переносить грузы в жесткой таре и лед без упаковки следует только в рукавицах.

Ставить стеклянную посуду на устойчивые подставки, порожнюю стеклянную тару следует хранить в ящиках с гнездами.

Не пользоваться битой посудой, имеющей сколы, трещины.

Не переносить грузы в неисправной таре, с торчащими гвоздями, окантовкой и т.п.

Для погрузки грузов на транспортные средства или их разгрузки запрещается применять доски толщиной менее 50 мм. Для исключения прогиба под доски следует устанавливать прочные подпорки.

При переноске тяжестей грузчиками на расстояние до 25 м для мужчин допускается максимальная нагрузка 50 кг, для юношей в возрасте от 16 до 18 лет - 16 кг следующие грузы: навалочные (гравий, глина, песок, зерно, овощи и

т.п.), легковесные (пустая тара, фрукты в мелкой упаковке и т.п.), штучные (кирпич и т.п.), пиломатериалы (подтоварник, тес, доски, рейки и т.п.).

Переноска груза грузчиком допускается массой не более 50 кг. Если масса груза превышает 50 кг, но не более 80 кг, то переноска груза грузчиком допускается при условии, что подъем (снятие) груза производится с помощью других грузчиков.

Женщинам разрешается поднимать и переносить тяжести вручную: постоянно в течение рабочей смены - массой не более 7 кг, периодически (до 2 раз в час) при чередовании с другой работой - массой не более 10 кг.

Величина динамической работы, совершаемой в течение каждого часа рабочей смены, должна быть не более 1750 кгм при перемещении груза по рабочей поверхности и не более 875 кгм при перемещении груза с пола.

При перемещении груза на тележках или в контейнерах прилагаемое усилие для женщин не должно превышать 10 кг.

Максимальный уклон, при котором может производиться транспортирование грузов погрузчиками, не должен превышать 3 град.

Для перехода грузчиков с грузом с платформы транспортного средства в склад и обратно должны применяться мостики, сходни, трапы, прогиб настила которых при максимальной нагрузке не должен превышать 20 мм. При длине трапов, мостиков более 3 м под ними должны устанавливаться промежуточные опоры.

Мостики и сходни должны быть изготовлены из досок толщиной не менее 50 мм и снизу скреплены жесткими планками с интервалом не более 0,5 м.

Сходни должны иметь планки сечением 20 x 40 мм для упора ног через каждые 300 мм.

Металлические мостики должны изготавливаться из рифленого листового металла, толщиной не менее 5 мм.

Подмости высотой до 4 м допускаются к эксплуатации после их приемки непосредственным руководителем работ, более 4 м - комиссией, назначаемой руководителем организации.

Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы, производимые с применением грузоподъемных кранов, должны выполняться под руководством лица, ответственного за безопасное производство работ кранами, назначаемого приказом по организации из числа мастеров, прорабов, начальников участков, бригадиров, в распоряжении которых находятся эти краны.

На складах материалов в качестве лиц, ответственных за безопасное производство работ грузоподъемными машинами, по согласованию с органом Госгортехнадзора могут назначаться заведующие складами.

Не допускается выполнение погрузочно-разгрузочных работ с опасными грузами при обнаружении несоответствия тары требованиям нормативно-технической документации, неисправной тары, а также в случае отсутствия маркировки и предупредительных надписей на ней.

Находящиеся в эксплуатации грузоподъемные машины должны иметь таблички с указанием регистрационного номера, грузоподъемности, даты следующего технического освидетельствования (частичного или полного).

Грузоподъемные машины, съемные грузозахватные приспособления и тара, не прошедшие технического освидетельствования, к работе допускать запрещается.

Неисправные съемные грузозахватные приспособления, а также приспособления, не имеющие бирок (клейм), не должны находиться в местах производства работ.

Не допускается нахождение в местах производства работ немаркированной и поврежденной тары.

Перед началом работ по перемещению грузов каждый груз должен быть тщательно осмотрен, проверены устройства для застропки (зацепки) груза в соответствии со схемой строповки.

22.2 Экологичность работы.

На подстанции «Речная» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 6300/35 с размерами (м) 4,25×3,42×4,08 и массой масла 5,35 т.

В данном разделе рассмотрим подробно расчет геометрических параметров маслоприемника.

Принимаем следующие условия:

1) Габариты данного маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м.

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

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

3) Маслоприемник оборудуется специальной сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 13 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

Находим объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{5,35}{0,88} = 6,07 \text{ (м}^3\text{)} \quad (97)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 5,35 тонн.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

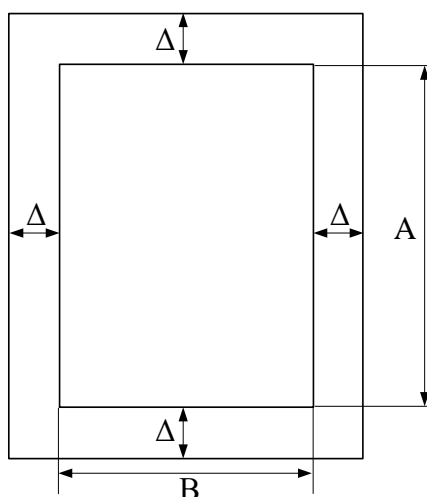


Рисунок 13 – Маслоприемник вид сверху

Находим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (4,25 + 2 \cdot 1) \cdot (3,42 + 2 \cdot 1) = 33,87 \text{ (м}^2\text{)} \quad (98)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [12]:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (4,25 + 3,42) \cdot 2 \cdot 4,08 = 62,58 \text{ (м}^2\text{)} \quad (99)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормированный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны [11]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Находим объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (33,87 + 62,58) \cdot 10^{-3} = 34,72 \text{ (м}^3\text{)} \quad (100)$$

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

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 6,07 + 0,8 \cdot 34,72 = 33,85 \text{ (м}^3\text{)} \quad (101)$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O}

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} = \frac{33,85}{33,87} = 1,0 \text{ (м)} \quad (102)$$

Высота гравийной подушки [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{nmi} = H_{mn} + H_{en} + H_z = 1,0 + 0,05 + 0,25 = 1,3 \text{ (м)} \quad (103)$$

22.3 Чрезвычайные ситуации

В данном разделе работы рассматриваются различные чрезвычайные ситуации которые могут возникать на объектах электроэнергетики. Именно поэтому для снижения возникновения пожарной ситуации на подстанции «Речная» предусмотрена установка вакуумных пожаро-безопасных выключателей по сравнению с устаревшими маслonaполненными выключателями.

При этом существенно снижается уровень возникновения пожара на подстанции. Мерами предупреждения возникновения пожара на подстанции является организационно технические мероприятия включающие себя комплекс технических средств предназначенных для исключения возможности возникновения пожара на подстанции.

Основными методами снижения вероятности возгорания

электрооборудования является предупреждение возникновения горючей среды, устранение возгорания, поддержание температуры горячей среды ниже температуры воспламенения, а также поддержание в горючей среде минимального давления по условиям возникновения пожара.

Рассмотрим подробно противопожарную защиту подстанции «Речная» которая обеспечивается следующими мероприятиями: минимальным количеством горючих веществ и материалов, снижением количества горючих веществ и их специальным размещением, предотвращением и предупреждением распространения возгорания за пределы очага, применением различного типа и средств тушения пожара, применением оборудования конструкций сооружений с требуемым уровнем огнестойкости и горючести.

При ликвидации пожарных ситуации на подстанции «Речная» большое значение уделяется противопожарным преградам а также и специальным разрывам которые предназначены для снижения скорости распространения огня как внутри здания так и его снаружи.

Рассмотрим подробно типы пожарной техники которые применяются для защиты распределительного устройства подстанции «Речная», это в частности пожарные машины, средства пожарной сигнализации, огнетушители, различное пожарное оборудование, инструмент, пожарные спасательные устройства, также пожарные гидранты. Следует отметить высокую эффективность тушения пожаров водой которая попадая в зону горения очень сильно испаряется и отнимает большое количество тепла от горючих веществ.

Для размещения первичных средств тушения пожара на ПС «Речная» в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована. С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C [21].

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева [21].

Требования инструкции по ликвидации аварийной ситуации

При возникновении аварийной ситуации дежурный диспетчер ОДУ (ЦДУ), энергосистемы независимо от присутствия на диспетчерском пункте лиц высшей технической администрации (главного диспетчера, начальника ЦДС или их заместителей), если только старший по должности не принял руководство ликвидацией аварии на себя, несет полную ответственность за ликвидацию аварийного положения, единолично принимая решение и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима. При этом распоряжения указанных лиц, не соответствующие намеченному диспетчером плану ликвидации аварий, являются для диспетчера только рекомендациями, которые он имеет право не выполнять, если считает их неправильными.

Однако находящееся на диспетчерском пункте лицо высшей технической администрации имеет право взять руководство ликвидацией аварии на себя или поручить его другому лицу, если считает действия диспетчера неправильными и если последний не согласен с его указаниями. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется в оперативном или другом журнале, заменяющем оперативный журнал.

С этого момента диспетчер безоговорочно выполняет все распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии. Диспетчер, отстраненный от руководства ликвидацией аварии, может оставаться на своем рабочем месте, вести с подчиненным персоналом все оперативные переговоры и отдавать распоряжения, подтвержденные лицом, руководящим ликвидацией аварии.

О возникновении аварии диспетчер ОДУ (ЦДУ), энергосистемы, не задерживая ликвидации аварии, обязан сообщить в краткой форме по принадлежности руководству ОДУ (ЦДУ), энергосистемы и другим лицам по списку, утвержденному соответственно начальником ОДУ (ЦДУ), генеральным

директором ПОЭЭ, а также в случае необходимости (в частности, при аварии на нескольких уровнях) информировать нижестоящий оперативный персонал.

Ликвидация аварии на электростанции производится под непосредственным руководством начальника смены станции. Начальники смен цехов (блоков) обязаны сообщать начальнику смены электростанции о всех нарушениях нормального режима работы и выполнять все его указания.

Весь персонал, находящийся во время аварии на электростанции, включая начальников цехов, подчиняется начальнику смены электростанции в вопросах, связанных с ликвидацией аварии.

Начальники цехов, находящиеся на электростанции во время ликвидации аварии, должны по мере необходимости информировать дежурных об особенностях эксплуатации оборудования в аварийных условиях.

Главный инженер электростанции или предприятия электрических сетей и начальник цеха, района электрических сетей, службы или группы подстанций имеют право отстранить от руководства ликвидацией аварии подчиненный им оперативный персонал, не справляющийся с ликвидацией аварии, приняв руководство на себя или поручив его другому лицу.

О замене дежурного ставятся в известность как вышестоящий, так и подчиненный оперативный персонал.

Лицо, принявшее руководство ликвидацией аварии, независимо от должности принимает на себя все обязанности отстраненного дежурного и оперативно подчиняется вышестоящему оперативному персоналу.

Во время аварии на щите управления блока, электростанции, подстанции, в помещении диспетчерского пункта предприятия (района) электрических сетей энергосистемы, ОДУ (ЦДУ) имеют право находиться лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации аварии, лица административно-технического персонала и специалисты технологических служб. Список таких лиц утверждается соответственно начальником ОДУ (ЦДУ), главным инженером энергосистемы, электростанции, предприятия электрических сетей.

После ликвидации аварии и восстановления работы энергосистемы, электростанции, подстанции ответственный за ремонт данного оборудования персонал должен срочно приступить к ремонту поврежденного оборудования, получив допуск от соответствующего дежурного персонала.

Отремонтированное после аварии оборудование должно включаться в работу только после приемки его начальником цеха, подстанции (группы подстанций) или лицом, его заменяющим, в соответствии с действующими положениями с разрешения оперативного персонала, в чьем оперативном ведении находится включаемое оборудование.

Организация расследования аварии должна осуществляться в соответствии с действующей Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем.

Обязанности, взаимоотношения и ответственность оперативного персонала электростанций, предприятий электрических сетей, энергосистем, ОДУ (ЦДУ) при ликвидации аварий.

Руководство ликвидацией аварий, охватывающих несколько энергосистем, осуществляется диспетчером ОДУ (ЦДУ); ликвидация аварии, затрагивающей одну энергосистему, производится под руководством диспетчера этой энергосистемы.

Ликвидация аварий на электростанции производится под руководством начальника смены станции.

На электростанциях с крупными энергоблоками выполнение переключений и ответственность за правильность производства операций по ликвидации аварий возлагается:

в главной электрической схеме (генераторы, трансформаторы связи, повысительная подстанция) - на начальника смены электроцеха;

в части собственных нужд блоков - на начальника смены соответствующих энергоблоков;

в распределительных устройствах собственных нужд энергоблоков - на старшего дежурного электромонтера.

На подстанциях аварии ликвидируются дежурным подстанции, оперативно-выездной бригадой (ОВБ), мастером или начальником группы подстанций в зависимости от типа обслуживания подстанций.

Аварии в электрических сетях, имеющие местное значение и не отражающиеся на работе энергосистемы, ликвидируются под руководством диспетчера предприятия (района) электрических сетей или диспетчера (дежурного) опорной подстанции.

Все распоряжения дежурного диспетчера ОДУ (ЦДУ), энергосистемы по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательны к исполнению подчиненным оперативным персоналом.

Если распоряжение диспетчера ОДУ (ЦДУ) или энергосистемы представляется подчиненному оперативному персоналу неверным, он обязан указать на это диспетчеру. При подтверждении диспетчером своего распоряжения дежурный обязан его выполнять.

Запрещается выполнять распоряжения вышестоящего оперативного персонала, которые могут угрожать жизни людей, сохранности оборудования или привести к потере питания собственных нужд электростанции, подстанции или обесточиванию особо ответственных потребителей.

О своем отказе выполнить заведомо неправильное распоряжение дежурный персонал обязан сообщить диспетчеру, отдавшему такое распоряжение, и главному инженеру предприятия.

Все оперативные переговоры и распоряжения на уровне ОДУ (ЦДУ) и ЦДС энергосистемы, а также предприятия электрических сетей и электростанции во время ликвидации аварии должны записываться на магнитофон.

По окончании ликвидации аварии дежурный, руководивший ликвидацией, составляет сообщение об аварии по установленной форме.

О возникновении аварии руководство электростанции (подстанции), персонал основных цехов (подстанции) должны быть уведомлены специальным

сигналом или поставлены в известность по местной радиосети в соответствии с местной инструкцией.

По требованию диспетчера ОДУ (ЦДУ), энергосистемы, начальника смены электростанции, дежурного подстанции, диспетчера предприятия электрических сетей на ЦДП, электростанцию, подстанцию может быть вызван и обязан явиться немедленно любой работник.

Во время ликвидации аварии начальник смены электростанции обязан находиться в помещении главного щита управления, а при уходе должен сообщить свое новое местонахождение.

Во время ликвидации аварии начальники смен тепловых цехов и блоков должны находиться, как правило, на своих рабочих местах и принимать все меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, не допуская развития аварии в этих цехах (на блоках).

Начальник смены цеха (блока) обязан докладывать начальнику смены электростанции о протекании аварии и о проведенных им операциях.

Начальник смены цеха (блока), оставляя рабочее место, обязан указать свое местонахождение.

Начальник смены электроцеха свои действия по ликвидации аварии осуществляет под руководством начальника смены электростанции. Местонахождение начальника смены электроцеха определяется начальником смены электростанции.

Местонахождение дежурного подстанции или приравненного к нему персонала при ликвидации аварии определяется конкретной обстановкой. О местонахождении сообщается вышестоящему оперативному персоналу.

На всех подстанциях, имеющих дежурный персонал, должна быть сигнализация вызова персонала из распределительных устройств на щит управления, работающая при телефонном вызове (звонке) диспетчера.

Диспетчер предприятия электрических сетей, если он не совмещает обязанности дежурного подстанции, при ликвидации аварии должен находиться в помещении диспетчерского пункта.

Во время ликвидации аварии местонахождение дежурного персонала, непосредственно обслуживающего оборудование, определяется местной инструкцией.

Дежурный персонал может оставить свое рабочее место только:

при явной опасности для жизни;

для принятия мер по оказанию первой помощи пострадавшему при несчастном случае;

для принятия мер по сохранению целостности оборудования;

по распоряжению руководителя ликвидации аварии.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии запрещается; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии.

При затянувшейся ликвидации аварии в зависимости от ее характера допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативного персонала.

Дежурный персонал всех уровней диспетчерского управления при ликвидации аварии обязан:

составить общее представление о том, что случилось по показаниям измерительных приборов (по уровню частоты, изменению перетоков мощности, уровню напряжения и т.д.), устройств сигнализации (телесигнализации), сработавшим устройствам релейной защиты и автоматики, по внешним признакам и поступившим сообщениям;

устранить опасность для персонала и оборудования, вплоть до отключения последнего, если в этом появляется необходимость;

не вмешиваться в работу автоматических устройств, если это не предусмотрено инструкцией;

обеспечить нормальную работу основного оборудования, оставшегося в работе, а также оборудования собственных нужд электростанций и подстанций;

выяснить по возможности место, характер и объем повреждения;

обеспечить нормальный режим останова отключившихся и не подлежащих включению агрегатов.

Отключившееся во время аварии оборудование должно включаться после анализа действия отключивших его защит и выяснения его исправности по распоряжению вышестоящего оперативного персонала или самостоятельно в соответствии с требованиями местных инструкций.

Вышестоящий дежурный должен быть информирован об обстоятельствах аварии немедленно по мере их выяснения.

Об авариях, ликвидируемых оперативным персоналом самостоятельно, кратко сообщается вышестоящему дежурному немедленно.

При ликвидации аварии необходимо действовать быстро и точно, следуя намеченной последовательности операций. Поспешные, необдуманные действия могут привести к развитию аварии.

Оперативный персонал низшего уровня, получив распоряжение от вышестоящего дежурного, обязан его повторить. Последующие указания даются вышестоящим оперативным персоналом только после подтверждения исполнения предыдущего распоряжения. Для предварительной информации об исполнении его распоряжения в ходе аварии должны служить показания измерительных приборов, устройств сигнализации, телесигнализации, телеизмерения и ЭВМ.

На всех рабочих местах оперативного персонала ОДУ (ЦДУ), энергосистемы, предприятий (районов) электрических сетей, электростанций и подстанций должны быть инструкции по ликвидации аварий, которые определяют порядок действий дежурного персонала при авариях.

Инструкции должны соответствовать требованиям данной Типовой инструкции и инструкций вышестоящих оперативных органов.

При ликвидации аварии оперативный персонал обеспечивается связью в первую очередь, в случае необходимости прерываются остальные переговоры; другим лицам запрещается использовать оперативно-диспетчерские каналы связи.

Для ускорения ремонта оборудования, поврежденного при аварии, начальник смены электростанции, диспетчер предприятия электрических сетей,

дежурный подстанции должны вызвать на электростанцию, подстанцию, линию электропередачи необходимый ремонтный персонал.

Диспетчер, руководящий ликвидацией аварии, несет личную ответственность за правильность действий при ликвидации аварии независимо от присутствия лиц из административно-технического персонала, участвующих в ликвидации аварии.

Порядок ликвидации аварий на связях Единой энергетической системы (ЕЭС) России с энергосистемами суверенных государств, а также распределение обязанностей определяются отдельными соглашениями (договорами).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа была посвящена разработке проекта современной системы электроснабжения центральной части города «Зея» в Амурской области с центром питания ПС «Речная» напряжением 35/10 кВ. На основании анализа всех недостатков существующей системы электроснабжения, разработан вариант соответствующий всем требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей. В работе так же проведена глубокая

реконструкция и модернизация источника питания ПС «Речная» с заменой всего электротехнического оборудования включая силовое, защитное и измерительное. В ходе выполнения данной работы проведен расчет токов короткого замыкания и на основании полученных данных выполнена проверка выбранного оборудования. В отдельной части работы рассмотрены условия безопасной эксплуатации оборудования обслуживающим персоналом. Определены экономические показатели проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Алиев И.И. Электротехнический справочник.-5-е изд. стереотип. - Москва: ИП РадиоСофт, 2010. -384с.

2 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. – Вологда: Инфа-Инженерия, 2016. – 416 с.

3 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская., Е.Д. Стебунова. – м.: Форум, 2018. – 192 с.

4 Грунтович, Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: Учебное пособие / Н.В. Грунтович. – Москва: Нов. знание, НИЦ ИНФРА-М, 2013. – 271 с.

5 Гуревич Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. - Москва: Торус Пресс, 2015. - 408 с.

6 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. / В.И. Идельчик. – Москва: Альянс, 2016. – 592 с

7 Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин. - Москва: МЭИ, 2013. - 412 с.

8 Коробов Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование : учебное пособие / под общ. ред. Г. В. Коробова. – СПб. : Издательство «Лань», 2014. – 192 с.

9 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: ЭНАС, 2012. – 375 с

10 Климова, Г.Н. Электроэнергетические системы и сети. энергосбережение: Учебное пособие для прикладного бакалавриата / Г.Н. Климова. – Люберцы: Юрайт, 2016. – 179 с.

11 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. - Москва: ИЦ Академия, 2013. – 320 с.

12 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

13 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.

14 Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) / Э. А. Киреева, С. Н. Шерстнев; под общ. ред. С. Н. Шерстнева. - 2-е изд., стер. - Москва: КноРус, 2013. – 861 с.

15 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016. – 124 с.

16 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. стер. – Москва: Издательский центр «Академия», 2013. – 416 с.

17 Рождествина А.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / А.А. Рождествина. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.

18 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99.

19 Сибикин Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин. - Вологда: ИнфраИнженерия, 2013. - 328 с.

20 Сербиновский Г.В. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. – Москва: Энергия, 2012. – 576 с.

21 Сивков А.А., Сайгаш А.С., Герасимов Д.Ю. / Основы электроснабжения. – Москва: Юрайт, 2016. – 173 с.

22 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

23 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

24 Фролов Ю.М. Основы электроснабжения: учеб. пособие для вузов [Гриф УМО] / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – Санкт-Петербург; Москва; Краснодар: Лань, 2012.– 480 с.

25 ФГОС СПО 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям) от 2014 – 05 – 18; № 17270 – Москва: Минобрнауки России, 2014. – №827.

26 Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. - Москва: Форум, 2012. - 214 с.

27 Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – Санкт – Петербург: Лань, 2014. – 192 с.

28 <https://ru.wikipedia.org/wiki/Благовещенск>

29 <https://vik.by/instruments/glubina-promerzaniya>

30 Данные преддипломной практики

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет нагрузок

ТП	N (шт.)	Номинальная мощность (кВА)	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (кВА)	$S_{P0,4}$ (кВА)
1	1	400	351,07	110,38	368,01
2	1	250	131,18	41,24	137,51
3	1	250	157,41	49,49	165,01
4	2	160	137,38	43,19	144,01
5	1	400	339,62	106,78	356,01
6	1	250	195,57	61,49	205,01
7	2	250	391,14	122,98	410,02

8	1	250	226,58	71,24	237,51
9	1	250	128,79	40,49	135,01
10	1	400	213,70	67,19	224,01
11	1	250	207,50	65,24	217,51
12	1	250	138,33	43,49	145,01
13	1	630	282,48	88,81	296,11
30	1	250	116,87	36,74	122,50
31	2	250	424,53	133,47	445,02
32	1	100	64,87	20,40	68,00
14	1	250	138,33	43,49	145,01
15	1	400	179,35	56,39	188,01
5/1	1	250	128,79	40,49	135,01
16	1	250	133,56	41,99	140,01
17	2	400	641,09	201,56	672,03
18	1	160	90,45	28,39	94,81
19	1	250	138,33	43,49	145,01
20	1	400	175,54	55,19	184,01
21	1	250	212,27	66,74	222,51
7/1	2	250	438,84	137,97	460,02
22	2	400	206,06	64,79	216,01
23	1	400	393,05	123,58	412,02
24	1	250	262,35	82,48	275,01
25	1	400	339,62	106,78	356,01
26	1	630	336,57	105,82	352,81
27	1	400	179,35	56,39	188,01
28	1	250	95,40	29,99	100,00
29	1	250	236,12	74,24	247,51

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет коэффициентов загрузки

ТП	$S_{p0,4}$ (кВА)	N (шт.)	$K_{эф}$	$K_{эфна}$	Реконстр.
1	368,01	1	0,92	-	необходима
2	62,50	1	0,55	-	нет
3	165,01	1	0,66	-	нет
4	144,01	2	0,45	0,9	нет
5	356,01	1	0,89	-	необходима
6	205,01	1	0,82	-	нет
7	410,02	2	0,82	1,64	необходима

8	237,51	1	0,95	-	необходима
9	135,01	1	0,54	-	нет
10	224,01	1	0,56	-	нет
11	217,51	1	0,87	-	необходима
12	62,50	1	0,58	-	нет
13	296,11	1	0,47	-	нет
30	57,50	1	0,49	-	нет
31	445,02	2	0,89	1,78	необходима
32	15,00	1	0,68	-	нет
14	145,01	1	0,58	-	нет
15	188,01	1	0,47	-	нет
5/1	135,01	1	0,54	-	нет
16	140,01	1	0,56	-	нет
17	672,03	2	0,84	1,68	необходима
18	94,81	1	0,59	-	нет
19	145,01	1	0,58	-	нет
20	184,01	1	0,46	-	нет
21	222,51	1	0,89	-	необходима
7/1	460,02	2	0,92	1,82	необходима
22	216,01	2	0,54	1,08	нет
23	412,02	1	1,03	-	необходима
24	275,01	1	1,10	-	необходима
25	356,01	1	0,89	-	необходима
26	352,81	1	0,56	-	нет
27	188,01	1	0,47	-	нет
28	100,00	1	0,40	-	нет
29	247,51	1	0,99	-	необходима

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет и выбор трансформаторов

ТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	$S_{ртр}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зфпа}$	N (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)
1	368,01	432,96	0,58	-	1	630
5	356,01	418,84	0,57	-	1	630
7	410,02	292,87	0,51	1,02	2	400
8	237,51	279,42	0,59	-	1	400
11	217,51	255,89	0,54	-	1	400
31	445,02	317,87	0,56	1,12	2	400
17	672,03	480,02	0,53	-	2	630

21	222,51	261,78	0,56	-	1	400
7/1	460,02	328,58	0,58	-	2	400
23	412,02	484,73	0,65	-	1	630
24	275,01	323,54	0,68	-	1	400
25	356,01	418,84	0,57	-	1	630
29	247,51	291,19	0,62	-	1	400

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет потерь мощности

ТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	$K_{эф}$	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)
1	368,01	0,58	3,8	15,6	16,06
2	62,50	0,25	1,42	5,83	6,00
3	165,01	0,66	1,70	6,99	7,20
4	144,01	0,45	1,49	6,10	6,28
5	356,01	0,57	3,67	15,09	15,53
6	205,01	0,82	2,12	8,69	8,94

7	410,02	0,51	4,23	17,38	17,89
8	237,51	0,59	2,45	10,07	10,36
9	135,01	0,54	1,39	5,72	5,89
10	224,01	0,56	2,31	9,50	9,77
11	217,51	0,54	2,24	9,22	9,49
12	62,50	0,25	1,50	6,15	6,33
13	296,11	0,47	3,06	12,55	12,92
30	57,50	0,23	1,26	5,19	5,34
31	445,02	0,56	4,59	18,86	19,42
32	15,00	0,15	0,70	2,88	2,97
14	145,01	0,58	1,50	6,15	6,33
15	188,01	0,47	1,94	7,97	8,20
5/1	135,01	0,54	1,39	5,72	5,89
16	140,01	0,56	1,44	5,93	6,11
17	672,03	0,53	6,94	28,49	29,32
18	94,81	0,59	0,98	4,02	4,14
19	145,01	0,58	1,50	6,15	6,33
20	184,01	0,46	1,90	7,80	8,03
21	222,51	0,56	2,30	9,43	9,71
7/1	460,02	0,58	4,75	19,50	20,07
22	216,01	0,54	2,23	9,16	9,42
23	412,02	0,65	4,25	17,47	17,98
24	275,01	0,69	2,84	11,66	12,00
25	356,01	0,57	3,67	15,09	15,53
26	352,81	0,56	3,64	14,96	15,39
27	188,01	0,47	1,94	7,97	8,20
28	100,00	0,40	1,03	4,24	4,36
29	247,51	0,62	2,55	10,49	10,80

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчет нагрузок стороны ВН ТП

ТП	P_{p10} (кВт)	Q_{p10} (квар)	S_{p10} (кВА)
1	354,80	126,40	384,13
2	132,59	47,07	143,50
3	159,11	56,48	172,21
4	138,86	49,30	150,29
5	343,30	121,87	371,55
6	197,69	70,18	213,95

7	395,37	140,36	427,90
8	229,03	81,30	247,87
9	130,18	46,21	140,90
10	216,01	76,68	233,78
11	209,74	74,46	227,00
12	139,83	49,64	151,33
13	285,54	101,36	309,03
30	118,13	41,94	127,85
31	429,12	152,34	464,43
32	65,57	23,28	70,97
14	139,83	49,64	151,33
15	181,29	64,36	196,21
5/1	130,18	46,21	140,90
16	135,00	47,93	146,11
17	648,02	230,05	701,35
18	91,43	32,46	98,95
19	139,83	49,64	151,33
20	177,43	62,99	192,04
21	214,56	76,17	232,22
7/1	443,59	157,47	480,09
22	208,29	73,94	225,43
23	397,30	141,04	429,99
24	265,19	94,14	287,01
25	343,30	121,87	371,55
26	340,21	120,77	368,21
27	181,29	64,36	196,21
28	96,43	34,23	104,37
29	238,67	84,73	258,31
Сумма	7651,05	2716,56	8280,76

