

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.О. зав.кафедрой

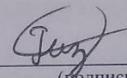
Н.В. Савина

« 26 » 06 2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

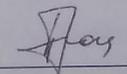
на тему: “Реконструкция системы электроснабжения Биробиджанского
района Еврейской автономной области с центром питания подстанция
Дубовое напряжением 35/10 кВ”

Исполнитель
студент группы 442-об 4

 22.06.18
(подпись, дата)

В.А. Разуваев

Руководитель
доцент

 22.06.18.
(подпись, дата)

П. П. Проценко

Консультант по разделу
безопасность и экологичность
доцент К. Т. Н.

 26.06.18
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент


(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

Благовещенск 2018

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

Факультет Энергетический

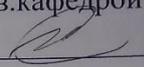
Кафедра Энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы «Электроснабжение»

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав.кафедрой

 Н.В. Савина

« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Разуваева Вадима Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения Биробиджанского района Еврейской автономной области с центром питания подстанция Дубовое напряжением 35/10 кВ

(утверждено приказом от 12.03.2018 № 573 - уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: географическая карта энергорайона, схема сети, ПОЭ

4. Содержание выпускной квалификационной работы: (перечень подлежащих разработке вопросов): Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Генеральный план района. Однолинейная схема ПС. Молниезащита ПС. Релейная защита ДЗТ-11. Однолинейная схема электроснабжения. Генплан и разрезы ПС 35/10 кВ.

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

7. Дата выдачи задания _____
Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Палина Павловна доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 125 страниц, 44 таблиц, 14 рисунков, 6 чертежей формата А1

РАСЧЕТ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА.

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы внешнего электроснабжения села Дубовое Еврейской Автономной Области, которая включает в себя замену трансформаторных подстанции 10/0,4, установку на территории села нового распределительного пункта, и подключение к нему комплектных трансформаторных подстанций. В ходе работы были рассчитаны электрические нагрузки села, выбраны сечения проводов сетей 0,4 кВ и 10 кВ, методом технико-экономического сравнения определить экономическую целесообразность реконструкции села, рассчитаны токи КЗ в сети 10 кВ и 0,4 кВ, по которым было выбрано и проверено основное электрооборудование распределительного пункта и трансформаторных подстанций.

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ- воздушная линия

ВЛИ- воздушная линия изолированным проводом

ВН- высокое напряжение

ОПН- ограничитель перенапряжения

ПС- подстанция

СИП- самонесущий изолированный провод

ТП- трансформаторная подстанция

КТП- комплектная трансформаторная подстанция

КЗ- короткое замыкание

НО- наружное освещение

НН- низкое напряжение

ЦЭН- центр электрических нагрузок

АЗС- автомобильная заправочная станция

ЛЭП- линии электропередач

РУ- распределительное устройство

ОРУ- открытое распределительное устройство

ЗРУ- закрытое распределительное устройство

РЗ- релейная защита

АВР- аварийный ввод резерва

АПВ- автоматическое повторное включение

Введение	7
1 Необходимость обеспечения надежности и категории электроснабжения потребителей	9
1.1 Расчет электроснабжения с. Дубовое	12
1.1.1 Определение расчетных нагрузок	12
1.1.2 Выбор числа и месторасположения потребительских подстанции	15
1.1.3 Прокладка трасс линий 0,4 кВ и составление расчетных схем	17
1.1.4 Проектирование наружного и уличного освещения	20
1.1.5 Определение расчетных и эквивалентных мощностей, выбор марки, сечения и числа проводов, расчет потерь напряжения на участках линий 0,4 кВ	21
1.1.6 Определение мощности потребительских подстанций 10/0,4 кВ	33
1.2 Проектирование распределительной сети 10кВ	34
1.2.1 Определение передаваемых по линии мощностей	34
1.2.2 Определение значения мощностей протекающих по участкам линии	35
1.2.3 Определение марки, сечения и числа проводов распределительной сети 10 кВ с их проверкой по потере напряжения	36
1.2.4 Проверка линии на аварийный режим	37
2 Обоснование технических условий на реконструкцию ТП 35/10 «дубовое»	40
2.1 Обоснование целесообразности реконструкции подстанции	43
3 Технические решения реконструкции	46
3.1 Определение электрических нагрузок	46
3.2 Выбор оптимальной мощности трансформаторов	50
3.3 Выбор питающей линии	51
4 Расчет токов короткого замыкания	55
5 Выбор токоведущих частей и оборудования подстанции	61
5.1 Выбор шин на стороне 35 кВ.	61
5.2 Выбор шин на стороне 10 кВ.	63
5.3 Выбор выключателей	65

5.3.1	Выбор выключателей на стороне 35 кВ.	65
5.3.2	Выбор выключателей на стороне 10 кВ.	67
5.4	Выбор разъединителей	69
5.5	Выбор ячеек КРУН	70
5.6	Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения	71
5.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	74
5.8	Выбор предохранителей	75
5.9	Выбор трансформаторов тока	76
5.10	Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 35 кв	78
5.11	Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 10кв	82
5.12	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	82
5.13	Выбор компенсирующего устройства тадтм	84
5.14	Выбор силового кабеля	86
6	Молниезащита и заземление	88
6.1	Заземление электрооборудования подстанции	88
6.2	Расчёт молниезащиты подстанции	92
7	Релейная защита и автоматика	95
7.1	Назначение релейной защиты	95
7.2	Релейная защита трансформатора	95
7.2.1	Требования к защите трансформаторов	95
7.2.2	Дифференциальная защита трансформатора	96
7.3	Максимальная токовая защита	103
7.4	Газовая защита трансформатора	104
7.5	Защита от перегрузки	105
7.6	Автоматическое включение резерва	107
7.7.	Автоматическое повторное включение	109
7.8.	Автоматическая частотная разгрузка	111
8.	Безопасность и экологичность	113
8.1	Безопасность	113
8.1.1	Безопасность при строительных и грузоподъемных работах	113

8.1.2 Безопасность при эксплуатации установок ПС	115
8.2 Экологичность проекта	116
8.2.1 Расчет шума трансформатора	118
8.3 Чрезвычайные ситуации	120
Заключение	123
Библиографический список	124

ВВЕДЕНИЕ

Протяжённость российских распределительных сетей составляет более 3 млн.км. Львиная доля их была построена в 60-е годы. Сегодня более 125000 км ВЛ-0,4 кВ находится в аварийном состоянии. В доперестроечные годы ежегодно заменялось около 50000 км линий электропередач, в последнее десятилетие прокладывается не более 5000 км новых сетей ежегодно. А между тем срок службы ВЛ, в среднем равняется 30-35 годам, т.е. в ближайшее время количество аварий на них будет возрастать в возрастающей прогрессии. И совершенно очевидно, что сегодняшнее переоснащение ВЛ необходимо вести с применением новых технологий. Вводимые новшества в сфере энергоснабжения значительно повышают качество и снижают потери электроэнергии в сетях.

В данном дипломном проекте выполнена реконструкция системы электроснабжения села Дубовое Еврейской Автономной Области.

Необходимость в реконструкции возникла ввиду того, что система электроснабжения устарела физически и морально, а именно не удовлетворяет сегодняшним требованиям к ней по надёжности, электробезопасности, способности обеспечивать потребителей необходимым качеством электроэнергии. Суть реконструкции энергосистемы посёлка заключается в следующем:

- проектирование более надёжной связи с энергосистемой;
- проектирование и обоснование новой экономически целесообразной и технически оптимальной системы электроснабжения;
- выбор новой и более надёжной аппаратуры и электрооборудования;
- выбор новой и более надёжной защиты энергосистемы посёлка;
- проектирование надёжного управления энергосистемой посёлка.

Используя последние справочные данные по расчетам нагрузок

коммунально-бытовых потребителей, осветительных нагрузок, выбирается необходимое количество и мощность комплектных трансформаторных подстанций, проводится расчёт элементов системы электроснабжения. А именно, выбирается и проверяется коммутационно – защитная аппаратура, сечения и марки проводов линий электропередачи.

Используемая ранее в системе электроснабжения ступень напряжения распределительной сети НН меняться не будет. Т.о. связь поселка с энергосистемой со стороны ВН будет осуществляться по наиболее выгодной ступени напряжения ВЛ, а распределительные сети внутри поселка выполняются напряжением 0,4кВ. Производится выбор материала для распределительных сетей НН.

Комплектные трансформаторные подстанции с необходимым оборудованием поставляются согласно заказу.

В данном дипломном проекте также представлен раздел безопасности жизнедеятельности и экологии, где рассматриваются задачи организации труда, вопросы охраны труда работников, безопасных методов производства электромонтажных работ. Все элементы системы электроснабжения поселка и электрической сети должны соответствовать требованиям электробезопасности.

1 НЕОБХОДИМОСТЬ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И КАТЕГОРИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемников в соответствии с ПУЭ и Правилами пользования электрической и тепловой энергией разделяются на три категории.

К первой категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб, повреждение оборудования, расстройство технологического процесса.

Ко второй категории относят электроприемники перерыв в электроснабжении, которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоя рабочих и механизмов.

Третья категория включает в себя все оставшиеся электроприемники и группы потребителей.

Для электроприемников и потребителей, в зависимости от их категории, правилами установлены допустимые длительности перерывов, которые предъявляют определенные требования к схемам построения систем электроснабжения и организации их эксплуатации. Учитывая случайный характер числа и длительности плановых и аварийных перерывов в работе систем электроснабжения в 5% случаев длительности перерывов могут превышать их нормируемые значения.

Схемы сетей должны удовлетворять требованиям надежности, экономичности, безопасности, удобства эксплуатации, дальнейшего развития; обеспечить необходимое количество и качество электроэнергии у потребителей и экологическую чистоту, то есть малое влияние на окружающую среду.

При определении конфигурации сети необходимо стремиться к наиболее коротким связям между источником питания и потребителями, избегая по

возможности, обратных перетоков, влекущих за собой увеличение потерь мощности.

Для повышения надежности электроснабжения могут быть использованы различные средства. Это связано, с одной стороны, с получением экономического эффекта, в первую очередь за счет уменьшения ущерба от перерывов в электроснабжении, с другой стороны, с дополнительными затратами на сами средства. Поэтому повышение надежности электроснабжения наиболее целесообразно до определенного уровня, при котором достигается максимальный суммарный экономический эффект с учетом обеих сторон.

Различные средства и мероприятия по увеличению надежности можно разделить на две группы: организационно-технические и технические.

К организационно-техническим мероприятиям относятся:

- повышение требований к эксплуатационному персоналу;
- рациональная организация текущих и капитальных ремонтов;
- рациональная организация отыскания и ликвидации повреждений;
- обеспечение аварийных запасов материалов и оборудования.

К техническим средствам и мероприятиям относятся:

- повышение надежности отдельных элементов сетей;
- сокращение радиуса действия сетей;
- применение подземных кабельных сетей;
- сетевое и местное резервирование;
- автоматизация сельских электросетей.

Максимальный эффект от увеличения надежности электроснабжения может быть получен при комплексном использовании различных мероприятий и средств. Оптимальное сочетание этих мероприятий определяются конкретными условиями.

Современные распределительные сети 6-10 кВ в сельской местности характеризуются большой протяженностью и рассредоточением нагрузок, многообразием применяемого оборудования.

Со строительством новых линий электропередач и питающих центров подстанций 35 и 110 кВ в сельской местности появилась возможность сократить протяженность магистральных линий 6-10 кВ.

Опыт эксплуатации показывает, что автоматическое секционирование и резервирование линий 6-10 кВ и трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ являются основными способами повышения надежности распределительных сетей сельскохозяйственного назначения.

В с. Дубовое имеются коммунально-бытовые и производственные потребители электроэнергии, которые имеют различные категории электроснабжения.

Коммунально-бытовой нагрузкой являются жилые дома, общежития, магазин, школа, детсад. Они относятся к третьей категории электроснабжения и согласно ПУЭ могут получать питание от одного источника при условии, что перерывы в электроснабжении, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы, не превышают одних суток. Исходя из этого питание вышеуказанных потребителей от однострансформаторных подстанций.

Потребители зерноочистительного комплекса относятся ко второй категории электроснабжения, для которых должно быть предусмотрено питание от двух источников [7]. Для этого установлены две однострансформаторные потребительские подстанции, получающие питание по двум линиям: воздушной и кабельной.

Котельная и животноводческий комплекс относятся к первой категории электроснабжения. Эти потребители должны получать питание от двух независимых источников. Для обеспечения требований надежности электроснабжения предусмотрено питание данных потребителей от двух однострансформаторных подстанций, получающих питание с разных систем шин опорной трансформаторной подстанции 35/10 кВ.

1.1 Расчет электроснабжения с. Дубовое

Расчет электроснабжения населенного пункта включает в себя разработку сети напряжением 380 В, определение расчетных нагрузок, числа, мощности и местоположения потребительских подстанций, а так же расчет линии 10 кВ.

1.1.1 Определение расчетных нагрузок

При обследовании потребителей населенного пункта были выявлены их установленные мощности, которые приведены ниже в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Установленные мощности потребителей

№	№ по генплану	Наименование объектов	Установленная мощность, кВт
1.	1	столовая	20
2.	2-16; 18-30; 35-39; 83; 91-94	2-х квартирные дома	8
3.	17	баня	10
4.	18	детсад	14
5.	19-23	16-ти квартирные дома	60
6.	24-27	общежитие	75
7.	31-34; 40-82; 84-90	1-но квартирные дома	4
8.	95	школа	10
9.	96	магазин	5
10.	97	клуб	15
11.	98,99	картофелехранилище	8
12.	100,101	зерносклад	40

Продолжение табл. 1.1

13.	102	кормоцех	130
14.	103	теплицы	3
15.	104	гараж	85
16.	105	стоянка тракторов	12
17.	106	гараж	85
18.	107	АЗС	1,8
19.	108	мастерская	110
20.	109	пилорама	15
21.	110	котельная	300
22.	111	животноводческий ком.	429
23.	112	очистные сооружения	90
24.	113	КНС	45
25.	114	водонапорная башня	15
26.	115	ГРП	2
27.	116	административное здан.	25
28.	117	зерноток	250

При подсчете нагрузок в сельских электрических сетях по методике [2] пользуются данными о дневном и вечернем максимумах активной и

реактивной мощности: $P_{мд}$, $Q_{мд}$, $P_{мв}$, $Q_{мв}$. Данные о максимумах нагрузки производственных потребителей приведены в табл. 1.2 [9].

Таблица 1.2 - Максимумы нагрузок производственных потребителей

№ по генплану	$P_{мд}$, кВт	$Q_{мд}$, квар	$P_{мв}$, кВт	$Q_{мв}$, квар
1	12	6	4	2
17	7	2	7	2
18	4	–	3	–
95	5	–	7	–
96	2	–	4	–
97	3	1.5	10	6
99, 98	5	3	2	–
101, 100	10	10	5	5
102	50	45	50	45
104, 106	30	20	15	12
105	5	3	2	–
108	45	40	25	20
109	5	3	2	1
110	155	120	155	120
111	350	200	350	200
112	70	40	70	40
113	30	10	30	10
114	10	5	10	5
116	15	10	8	–
17	200	100	150	90

Расчетную нагрузку для жилого дома или квартиры в многоквартирном доме определяют в зависимости от наличия электроплит, кондиционеров, времени постройки.

Для многоквартирных домов принимаем типовую нагрузку [5]. Нагрузки многоквартирных домов определяются по формуле приведенной ниже.

$$P = K_o \cdot n \cdot P_m, \quad (1.1)$$

где K_o - коэффициент одновременности [5];

n - число квартир;

P_m - активная нагрузка многоквартирного дома дневного или вечернего максимума.

$$Q = K_o \cdot n \cdot Q_m, \quad (1.2)$$

где Q_m - реактивная нагрузка многоквартирного дома дневного или вечернего максимума, квар.

Расчетные нагрузки жилых домов приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3 - Нагрузки жилых домов

количество квартир	$P_{мд}$, кВт	$Q_{мд}$, квар	$P_{мв}$, кВт	$Q_{мв}$, квар
1	1,2	0,47	3	1,5
2	1,65	0,7	4,5	2,25
16	6,5	2,7	17,7	8,9

1.1.2 Выбор числа и месторасположения потребительских подстанций

Число потребительских подстанций 10/0,4 кВ определяем исходя из расположения мощностей потребителей.

Жилые дома занимают значительную площадь и расположены двумя группами. Для них целесообразно применить две потребительских подстанции 10/0,4 кВ (ТП2, ТП3).

Зерноочистительный комплекс и склады продукции расположены отдельной группой и имеют большую мощность, следовательно для их

питания нужны отдельные потребительские подстанции. Исходя из соображений надежности принимаем две подстанции (ТП1, ТП1а).

Для питания гаражей, пилорамы, АЗС, мастерской предусматриваем одну подстанцию: ТП7.

Для электроснабжения котельной, очистных сооружений, животноводческого комплекса установлены свои подстанции ТП4 и ТП4а, ТП5, ТП6 соответственно.

При выборе площадки для строительства подстанции нужно руководствоваться рядом требований: удобство подъезда, возможность расширения, простые и удобные подходы и уходы линий, но главным условием является расположение в центре нагрузок группы потребителей.

Координаты центра нагрузок определяются для дневного и вечернего максимумов нагрузок. Если координаты сильно отличаются, то местоположение подстанции принимают на середине линии соединяющей координаты центра нагрузок дневного и вечернего максимумов.

Координату x (абсциссу) находим по формуле:

$$x = \frac{\sum_{i=0}^n P_{M_i} \cdot x_i}{\sum_{i=0}^n P_{M_i}}, \quad (1.3)$$

где n - число объектов в этой группе;

P_m - дневной или вечерний максимум нагрузки i -того объекта, кВт;

x_i - абсцисса i -того объекта.

Координату y (ординату) находим по формуле:

$$y = \frac{\sum_{i=0}^n P_{M_i} \cdot y_i}{\sum_{i=0}^n P_{M_i}}, \quad (1.4)$$

где y_i - ордината i -того объекта.

Таблица 1.4 - Координаты потребительских подстанций

№ ТП	Объекты относящиеся к ТП	х, м	у, м	Примерная мощность ТП, кВА
1	100, 101, 102, 99, 98	1040	868	126
2	28-83, 113	450	1150	105
3	1-27, 116, 84-97, 113	600	800	260
4	110	850	600	125
5	112, 113	550	350	130
6	111	900	150	430
7	104-109	1200	400	150
1а	117	1040	868	250
4а	110	850	600	125

План расположения потребительских подстанций 10/0.4 представлен в графической части на листе №1.

1.1.3 Прокладка трасс линий 0,4 кВ и составление расчетных схем

Разместив трансформаторные подстанции, необходимо произвести разводку линий и их трассировку.

Чтобы рационально распределить мощности по линиям и придать схеме большую гибкость при оперативных включениях и отключениях принимаем четыре отходящие линии и одну освещения.

Трассу линий прокладываем так, чтобы не загромождать проезжей части и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания.

План прохождения линий и расстановка опор представлены в графической части: лист № 1.

На основании плана составляем расчетные схемы линий, с указанием на них протяженности участков и нагрузок объектов.

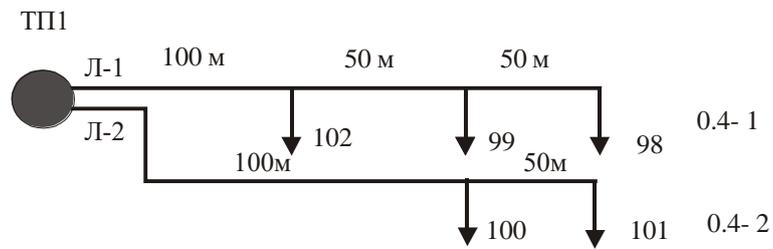


Рис. 1.1 Расчетная схема линий ТП1

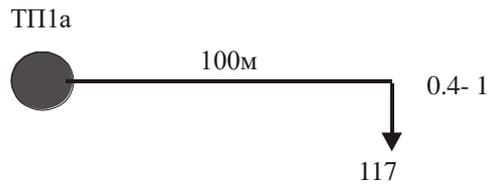


Рис. 1.2 Расчетная схема линии ТП1а

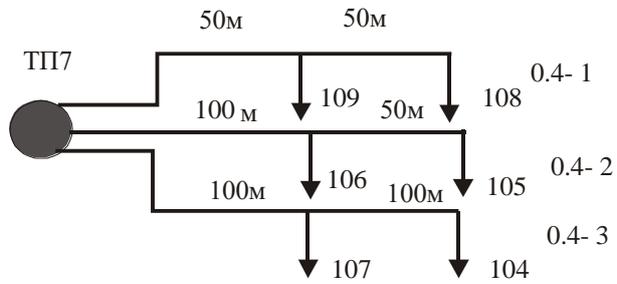


Рис. 1.3 Расчетная схема линий ТП7

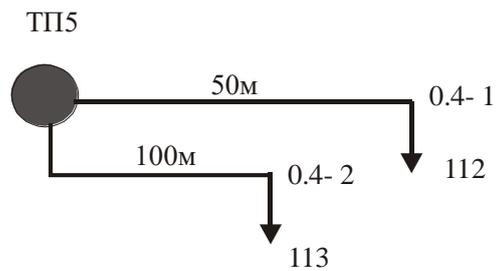


Рис. 1.4 Расчетная схема линий ТП5

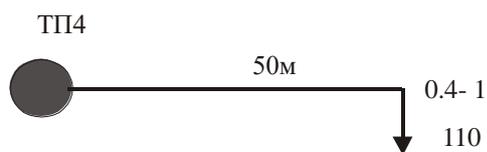


Рис. 1.5 Расчетная схема линии ТП4

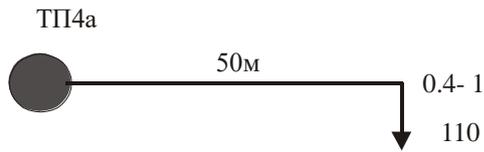


Рис. 1.6 Расчетная схема линий TP4a



Рис. 1.7 Расчетная схема линии TP6

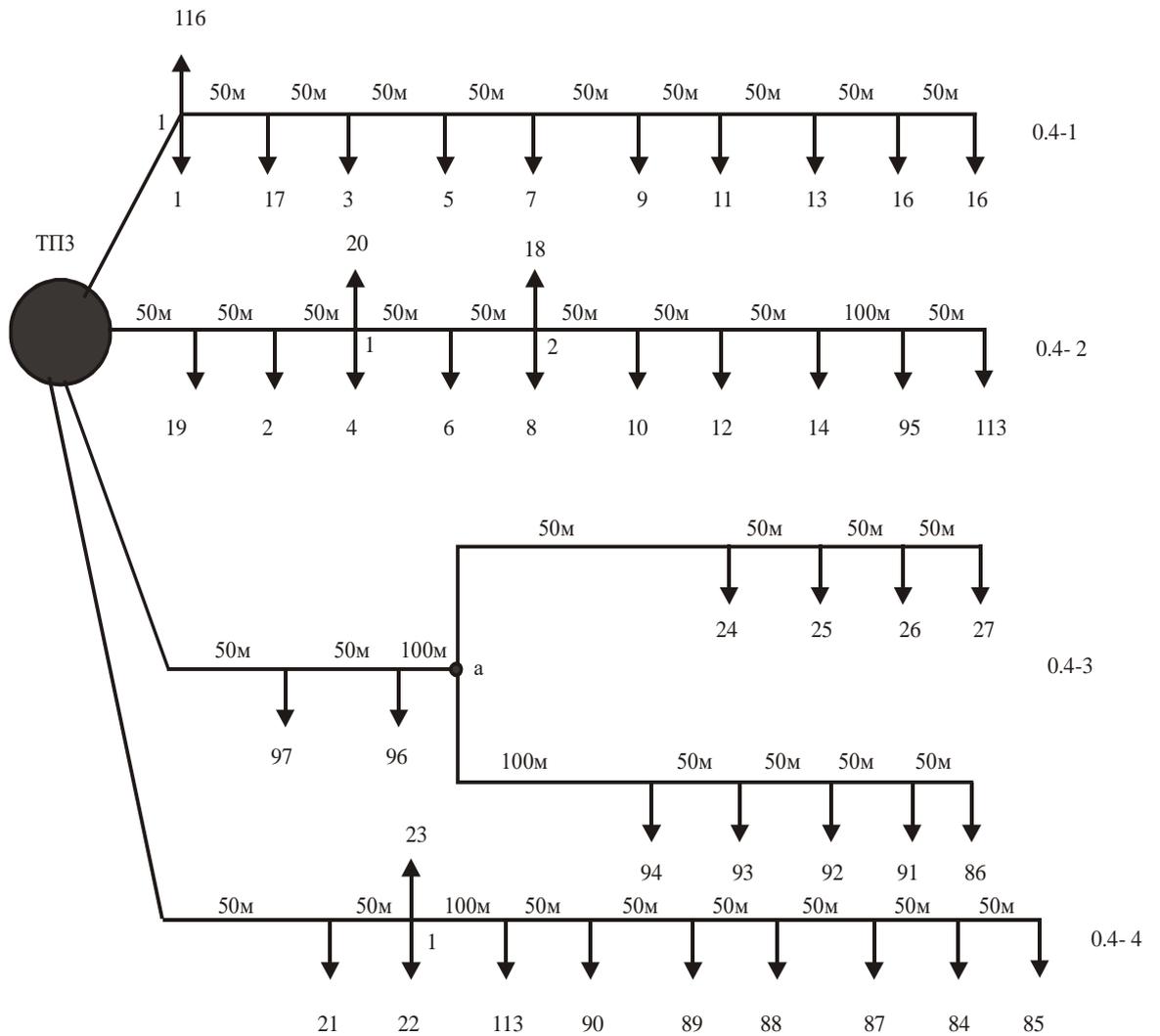


Рис. 1.8 Расчетная схема TP3

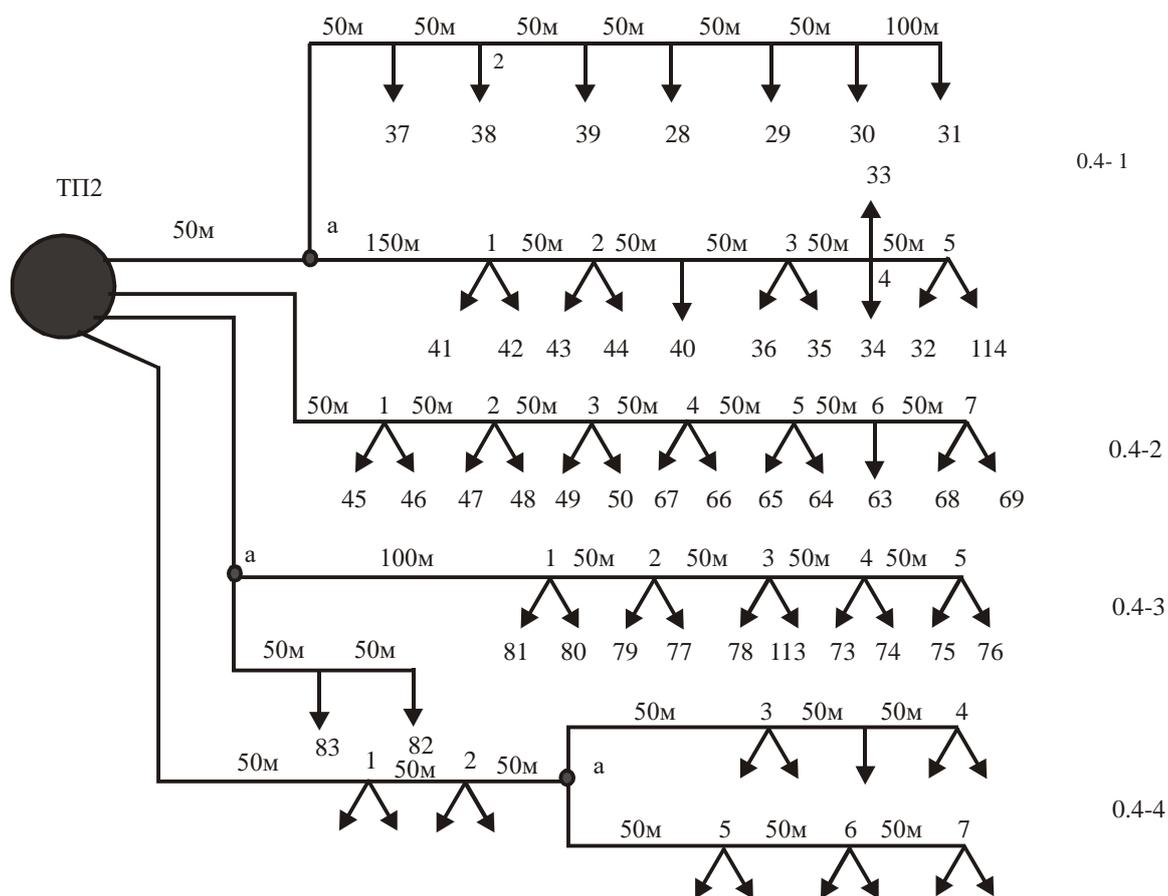


Рис. 1.9 Расчетная схема ТП2

1.1.4 Проектирование наружного и уличного освещения

Уличное и наружное освещение, то есть их нагрузка, принимают участие только в вечернем максимуме нагрузки, но в полном объеме.

Уличное освещение устанавливают вдоль дорог. Его нагрузку принимают по нормам в зависимости от покрытия дороги. На уличное освещение в КТП отведен отдельный фидер. Сеть проводится на опорах с силовой линией. Для освещения используются лампы накаливания.

Мощность освещения определяется по формуле:

$$P_{ос} = l \cdot P_{уд} , \tag{1.5}$$

где $P_{уд}$ - удельная мощность ламп;

l - длина линии освещения, м

Расчетная нагрузка освещения для потребительских подстанций приведена в табл. 1.5.

Таблица 1.5 - Нагрузка освещения подстанций

№ ТП	l, м	Руд, Вт/м	Рос, кВт
1	900	6	5,4
2	1200	6	7,2
3	1000	6	6
4	700	6	4,2
5	500	6	3
6	500	6	3
7	1300	6	7,8

Нагрузку наружного освещения хозяйственных дворов принимают из расчета 250 Вт на одно помещение и 3 Вт/м по периметру территории [5].

Нагрузка наружного освещения, приходящаяся на долю каждой подстанции, приведена в табл. 1.6.

Таблица 1.6 - Нагрузка наружного освещения

№ ТП	1	2	3	4	5	6	7
Рно, кВт	5,4	7,2	6	4,2	3	3	7,8

Нагрузка уличного и наружного освещения учитывается при подсчете нагрузки на подстанцию путем суммирования с активной мощностью вечернего максимума.

1.1.5 Определение расчетных и эквивалентных мощностей, выбор марки, сечения и числа проводов, расчет потерь напряжения на участках линий 0,4 кВ

По ранее составленным расчетным схемам линий 0,4 кВ, отходящих от подстанций, определяем расчетные и эквивалентные мощности участков.

Рассчитываем ТП1. Ее схема изображена на рис. 1.1.

Произведем расчет нагрузок, учитывая дневные и вечерние максимумы.

Дневной максимум активной и реактивной нагрузки:

$$P_{\text{д}} = k_{\text{о}} \cdot (P_{\text{д}}^{99} + P_{\text{д}}^{98} + P_{\text{д}}^{102}), \quad (1.6)$$

где $k_{\text{о}}$ - коэффициент одновременности;

$$P_{\text{д}} = 0,85 \cdot (5 + 5 + 65) = 63,7 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{д}} = k_{\text{о}} \cdot (Q_{\text{д}}^{99} + Q_{\text{д}}^{98} + Q_{\text{д}}^{102}), \quad (1.7)$$

$$Q_{\text{д}} = 0,85 \cdot (3 + 3 + 45) = 40,6 \text{ квар};$$

Полная мощность дневного максимума определится по формуле:

$$S_{\text{д}} = \sqrt{P_{\text{д}}^2 + Q_{\text{д}}^2} = \sqrt{63,7^2 + 40,6^2} = 75 \text{ кВА}$$

Вечерний максимум активной и реактивной нагрузки:

$$P_{\text{в}} = k_{\text{о}} \cdot (P_{\text{в}}^{99} + P_{\text{в}}^{98} + P_{\text{в}}^{102})$$

$$P_{\text{в}} = 0,85 \cdot (2 + 2 + 50) = 45,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{в}} = k_{\text{о}} \cdot (Q_{\text{в}}^{99} + Q_{\text{в}}^{98} + Q_{\text{в}}^{102})$$

$$Q_{\text{в}} = 0,85 \cdot (0 + 0 + 45) = 38 \text{ квар};$$

Полная мощность вечернего максимума определится по формуле:

$$S_{\text{в}} = \sqrt{P_{\text{в}}^2 + Q_{\text{в}}^2} = \sqrt{45,9^2 + 38^2} = 59,5 \text{ кВА}$$

Мощность дневного максимума выше, чем вечернего, принимаем ее за расчетную и по ней определяем эквивалентную мощность, которая определяется по формуле:

$$S_{\text{экр}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}}, \quad (1.8)$$

где S_i – расчётная мощность на соответствующем магистральном участке, кВА;

l_i – длина магистрального участка, м;

n – число участков.

$$S_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 2 + 2 \cdot 1,5 + 50 \cdot 0,2}{2 + 1,5 + 0,2}} = 4,6 \quad \text{кВА}$$

Рассчитываем эквивалентный ток магистрали по формуле:

$$I_{\text{ЭКВ}} = \frac{S_{\text{ЭКВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (1.9)$$

где U_n – номинальное напряжение ВЛ, кВ.

$$I_{\text{ЭКВ}} = \frac{4,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 7,1 \quad \text{А}$$

Определяем экономическое сечение магистрали по формуле:

$$F_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{ЭКВ}}}{j_{\text{ЭК}}}$$

где $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, равная $j_{\text{ЭК}}=0,4-0,6$ А/мм².

По значению $F_{\text{Э}}$ принимаем ближайшее стандартное сечение провода.

$$F_{\text{Э}} = \frac{7,1}{0,4} = 17,8 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод СИП-2 3x25+1x35

Проверку сети по допустимой потере напряжения производим по формулам:

$$\Delta U = \frac{S_y \cdot l}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi),$$

где S_y - мощность рассчитываемого участка, кВ·А;

l - длина участка, км;

U_n - номинальное напряжение, кВ;

r_0, x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивления провода, Ом/км;

$\cos \varphi$ и $\sin \varphi$ - коэффициенты активной и реактивной мощностей.

$$\Delta U\% = \left(\frac{\Delta U}{U_n} \right) \cdot 100\%$$

Расчет второй линии производится аналогично. Результаты расчетов приведены в табл. 1.7.

Таблица 1.7 - Расчетные данные линии 0.4-2

участок	длина, км	Рд, кВт	Qд, квар	Сд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Св, кВА	Марка провода	потер и, %
101-100	0,05	10	10	14	5	5	7	СИП-2 3x16+1x25	0,095
ТП1-100	0,1	17	17	24	8,5	8,5	12	СИП-2 3x16+1x25	0,19
Итого									0,28

Отходящие линии ТП1а рассчитываются по той же методике и приведены в табл. 1.8.

Расчетная схема приведена на рис. 1.8.

Таблица 1.8 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них

линия	длина, км	Рд, кВт	Qд, квар	Сд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Св, кВА	Марка провода	потери, %
0.4-1	0.1	66.6	33.3	74.3	50	33.3	60	СИП-2 3x50+1x95	0,04

Расчет отходящих линий ТП7 производится аналогично. Расчетная схема приведена на рис. 1.3. Результаты расчетов приведены в таблицах 1.9, 1.10 и 1.11.

Таблица 1.9 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них линии 0,4-1

участок	длина, км	Рд, кВт	Qд, квар	Sд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Sв, кВА	Марка провода	потери, %
109-108	0.05	45	40	60.2	25	20	32	СИП-2 3x50+1x70	0,03
ТП7-109	0.05	48	42	63	26	20.5	34	СИП-2 3x50+1x70	0,03
итого									0,06

Таблица 1.10 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них линии 0.4-2

участок	длина, км	Рд, кВт	Qд, квар	Sд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Sв, кВА	Марка провода	потери, %
106-105	0.05	30	20	36	15	10	28	СИП-2 3x25+1x35	0,06
ТП7-106	0.1	33	22	39	17	10.5	20	СИП-2 3x25+1x35	0,06
итого									0,12

Таблица 1.11 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них линии 0.4-3

участок	длина, км	Рд, кВт	Qд, квар	Sд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Sв, кВА	Марка провода	потери, %
107-104	0.1	30	20	36	15	12	20	СИП-2 3x25+1x35	0,06
ТП7-107	0.1	32	21	37	16	12	20	СИП-2 3x25+1x35	0,06

ИТОГО	0,12
-------	------

Расчет отходящих линий ТП5 производится аналогично. Расчетная схема приведена на рис. 1.4. Результаты расчетов приведены в табл. 1.12.

Таблица 1.12 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них

линия	длина, км	Рд, кВт	Qд, квар	Сд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Св, кВА	Марка провода	потер и, %
0.4-1	0.1	20	10	22.3	20	10	22.3	СИП-2 3x25+1x35	0,12
0.4-2	0.05	30	15	33	30	15	33	СИП-2 3x25+1x35	0,06
0.4-3	0.05	30	15	33	30	15	33	СИП-2 3x25+1x35	0,06

Линии отходящие от трансформаторной подстанции ТП6, питающей животноводческий комплекс, рассчитываются аналогично предыдущим. Так как они имеют одинаковые расчетные данные, то достаточно привести данные одной линии. Расчетная схема приведена на рис. 1.7.

Таблица 1.13 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них

линия	длина, км	Рд, кВт	Qд, квар	Сд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Св, кВА	Марка провода	потер и, %
-------	--------------	------------	-------------	------------	------------	-------------	------------	------------------	------------------

ТП6-ж/к	0.2	43	25	50	43	25	50	СИП-2 3x50+1x70	0,128
---------	-----	----	----	----	----	----	----	--------------------	-------

Линии, отходящие от ТП4 и ТП4а, снабжают электроэнергией котельную и имеют одинаковые расчетные данные, поэтому достаточно привести данные одной линии. Расчетные схемы этих подстанций приведены на рис. 1.5 и рис. 1.6.

Таблица 1.14 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них

линия	длина, км	Рд, кВт	Qд, квар	Сд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Св, кВА	Марка провода	потер и, %
ТП4- котельная	0.05	25.8	20	33	25.8	20	33	СИП-2 3x50+1x70	0,032

Из данных табл. 1.14 видно, что вечерний максимум нагрузки для жилых домов выше, а так как ТП3 и ТП2 питают именно их, то за расчетный принимаем вечерний максимум.

Расчетная схема ТП2 приведена на рис. 1.9.

Таблица 1.15 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них для линии 0.4-1

участок линии	длина, км	Р, кВт	Q, квар	С, кВА	Марка провода	потери, %
4-5	0.05	9.5	4.7	10.6	СИП-2 3x16+1x25	0,59

Продолжение табл. 1.13

3-4	0.05	19.7	5	11.8	СИП-2 3x16+1x25	0,47
40-3	0.05	14.8	7.4	16.5	СИП-2 3x16+1x25	0.93
2-40	0.05	15	7.5	16.8	СИП-2 3x16+1x25	0.94
1-2	0.05	15.5	7.8	17.5	СИП-2 3x16+1x25)	0.95
a-1	0.05	15.7	8	17.8	СИП-2 3x16+1x25	0.95
30-31	0.1	3	1.5	3.3	СИП-2 3x16+1x25	0.38
29-30	0.05	5.4	2.7	6	СИП-2 3x16+1x25	0.37
28-29	0.05	7.44	3.7	8.3	СИП-2 3x16+1x25	0.47
39-28	0.05	10.2	4.4	11.7	СИП-2 3x16+1x25	0.34
38-39	0.05	11	5.5	12.3	СИП-2 3x16+1x25	0.36
37-38	0.05	12	6	13.4	СИП-2 3x16+1x25	0.4
a-37	0.05	14	7	15.6	СИП-2 3x16+1x25	0.46
ТП2-а	0.05	22	11	24.6	СИП-2 3x16+1x25	0.7
Итого						4.6

Таблица 1.16 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них для линии 0.4-2

участок линии	длина, км	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Марка провода	потери, %
63-6	0.05	4.5	2.25	5	СИП-2 3x16+1x25	0.15
5-63	0.05	6	3	6.5	СИП-2 3x16+1x25	0.2
4-5	0.05	8	4	8.4	СИП-2 3x16+1x25	0.28
3-4	0.05	10	5	11.5	СИП-2 3x16+1x25	0.31
2-3	0.05	11.3	5.6	12.4	СИП-2 3x16+1x25	0.38
1-2	0.05	14	7	15.6	СИП-2 3x16+1x25	0.46
ТП2-1	0.05	14.4	7.2	16	СИП-2 3x16+1x25	0.48
итого						2.26

Таблица 1.17 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них для линии 0.4-3

участок линии	длина, км	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Марка провода	потери, %
4-5	0.05	4.5	2.25	5	СИП-2 3x16+1x25	0.15
3-4	0.1	6	3	6.5	СИП-2 3x16+1x25	0.2
2-3	0.05	24	9.2	25.7	СИП-2 3x16+1x25	0.5
1-2	0.05	25	9.6	25.8	СИП-2 3x16+1x25	0.51
а-1	0.05	24	9.8	26	СИП-2 3x16+1x25	0.55
83-82	0.05	3	1.5	3.3	СИП-2 3x16+1x25	0.09
а-83	0.05	5.4	2.7	6	СИП-2 3x16+1x25	0.18
ТП2-а	0.05	22	9.4	24	СИП-2 3x16+1x25	0.54
итого						2.71

Таблица 1.18 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них для линии 0.4-4

участок линии	длина, км	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Марка провода	потери, %
4-5	0.05	4.5	2.25	5	СИП-2 3x16+1x25	0.15
72-4	0.05	4.5	2.25	5	СИП-2 3x16+1x25	0.15
3-72	0.05	6	3	6.5	СИП-2 3x16+1x25	0.2
а-3	0.05	8	4	8.4	СИП-2 3x16+1x25	0.28
6-7	0.05	4.5	2.25	5	СИП-2 3x16+1x25	0.15
5-6	0.05	6	3	6.5	СИП-2 3x16+1x25	0.2
а-5	0.05	8.46	4.23	9	СИП-2 3x16+1x25	0.3
2-а	0.05	12	6	13.3	СИП-2 3x16+1x25	0.4
1-2	0.05	12.5	6.7	13.4	СИП-2 3x16+1x25	0.42
ТП2-1	0.75	13	6.4	15	СИП-2 3x16+1x25	0.67
итого						2.97

Расчетная схема ТПЗ представлена на рис. 1.9.

Таблица 1.19 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них для линии 0.4-1

участок линии	длина, км	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Марка провода	потери, %
15-15	0.05	4.5	2.25	5	СИП-2 3x16+1x25	0.15
13-15	0.05	6.7	3.4	7.5	СИП-2 3x16+1x25	0.22
11-13	0.05	8.64	4.32	9.6	СИП-2 3x16+1x25	0.28
9-11	0.05	9.54	5	10	СИП-2 3x16+1x25	0.3
7-9	0.05	12	6	13.3	СИП-2 3x16+1x25	0.4

Продолжение табл. 1.19

5-7	0.05	12.7	6.3	14.1	СИП-2 3x16+1x25	0.42
3-5	0.05	15	7.4	16.7	СИП-2 3x16+1x25	0.48
17-3	0.05	16	8	18	СИП-2 3x16+1x25	0.5
1-17	0.05	21	10	23	СИП-2 3x16+1x25	0.7
ТПЗ-1	0.01	35	15.6	38	СИП-2 3x16+1x25	1.28
Итого						6.63

Таблица 1.20 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них для линии 0.4-2

участок линии	длина, км	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Марка провода	потери, %
95-113	0.05	30	10	31.6	СИП-2 3x95+1x70	0.3
14-95	0.1	32.1	10	33.5	СИП-2 3x95+1x70	0.34
12-14	0.05	35	12	37	СИП-2 3x95+1x70	0.4
10-12	0.05	41	14	43	СИП-2 3x95+1x70	0.6
2-10	0.05	44	15	46	СИП-2 3x95+1x70	0.7
6-2	0.05	50	17	53	СИП-2 3x95+1x70	0.9
1-6	0.05	53	18.5	56	СИП-2 3x95+1x70	1.06
2-1	0.05	68	26	72	СИП-2 3x95+1x70	1.2
19-2	0.05	71	27	76	СИП-2 3x95+1x70	1.3
ТПЗ-19	0.05	83	34	89	СИП-2 3x95+1x70	1.5
Итого						7.4

Таблица 1.21 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них для линии 0.4-3

участок линии	длина, км	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Марка провода	потери, %
26-27	0.05	4.5	2.25	5	СИП-2 3x25+1x35	0.15
25-26	0.05	6.7	3.4	7.5	СИП-2 3x25+1x35	0.22
24-25	0.05	8.6	4.3	9.9	СИП-2 3x25+1x35	0.28
а-24	0.05	9.5	5	10	СИП-2 3x25+1x35	0.3
91-86	0.05	3	1.5	3.3	СИП-2 3x25+1x35	0.09
92-91	0.05	6.7	3.4	7.5	СИП-2 3x25+1x35	0.22
93-92	0.05	8.6	4.3	9.6	СИП-2 3x25+1x35	0.28
94-93	0.05	9.5	5	10	СИП-2 3x25+1x35	0.3
а-94	0.05	12	6	13.4	СИП-2 3x25+1x35	0.4
96-а	0.1	16	8	17.8	СИП-2 3x25+1x35	0.5
97-96	0.05	19	8	20.6	СИП-2 3x25+1x35	0.6
ТПЗ-97	0.05	28	12	30.4	СИП-2 3x25+1x35	0.9
Итого						4.24

Таблица 1.22 - Расчетные мощности, сечения проводов и потери напряжения в них для линии 0.4-4

участок линии	длина, км	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Марка провода	потери, %
84-85	0.05	3	1.5	3.3	СИП-2 3x16+1x25	0.09
87-84	0.05	4.5	2.25	5	СИП-2 3x16+1x25	0.15
88-87	0.05	6	3	6.5	СИП-2 3x16+1x25	0.2
89-88	0.05	6.7	3.4	7.5	СИП-2 3x16+1x25	0.22
90-89	0.05	8	4	8.4	СИП-2 3x16+1x25	0.28
113-90	0.05	8.6	4.3	9.9	СИП-2 3x16+1x25	0.28
1-113	0.1	36	13	38	СИП-2 3x50+1x95	0.8

21-1	0.05	53	23	57	СИП-2 3x50+1x95	1.2
ТПЗ-21	0.05	65	30	71	СИП-2 3x50+1x95	1.6
Итого						4.84

Выбранные провода устанавливаются на железобетонных опорах марки СВ 110-3,5.

1.1.6 Определение мощности потребительских подстанций 10/0,4 кВ

Мощность подстанций определяется суммированием нагрузки линий отходящих от подстанций с учетом уличного и наружного освещения.

$$S = \sqrt{(\sum P_m + P_o)^2 + \sum Q_m^2}, \quad (1.10)$$

где $\sum P_m$ - суммарная активная нагрузка линий, кВт;

P_o - нагрузка освещения, кВт;

$\sum Q_m$ - суммарная реактивная нагрузка линий, квар.

Расчетные мощности подстанций приведены в табл. 1.23.

Таблица 1.23 - Расчетные мощности подстанций

№ ТП	1	1а	2	3	4	4а	5	6	7
S, кВА	160	160	96	253	100	100	96	430	140

С учетом роста нагрузок в перспективе и возможности резервирования потребителей, путем переключения на линиях 0,38 кВ, при авариях на потребительских подстанциях принимаем подстанции с трансформаторами, мощность которых указана в табл. 1.24.

Таблица 1.24 - Мощности потребительских подстанций 10/0,4 кВ

№ ТП	1	1а	2	3	4	4а	5	6	7
S, кВА	400	400	100	400	250	250	100	2×400	2×400

Выбранные потребительские подстанции являются комплектными и подставляются с типовым набором оборудования, что облегчает монтаж, обслуживание и уменьшает стоимость потребительских подстанций.

1.2 проектирование распределительной сети 10 кВ

Номинальное напряжение распределительных сетей, питающих потребительские подстанции, следует принимать не менее 10 кВ.

Трасса ВЛ должна проходить вдоль дорог, по границам полей севооборотов. В целях повышения качества строительства при проектировании ВЛ следует предусматривать минимальное число опор.

Потребительские подстанции с. Дубовое снабжаются электроэнергией от опорной подстанции 35/10 кВ “Дубовое” по воздушной линии электропередач. Конфигурация сети 10 кВ представлена в графической части на листе №1.

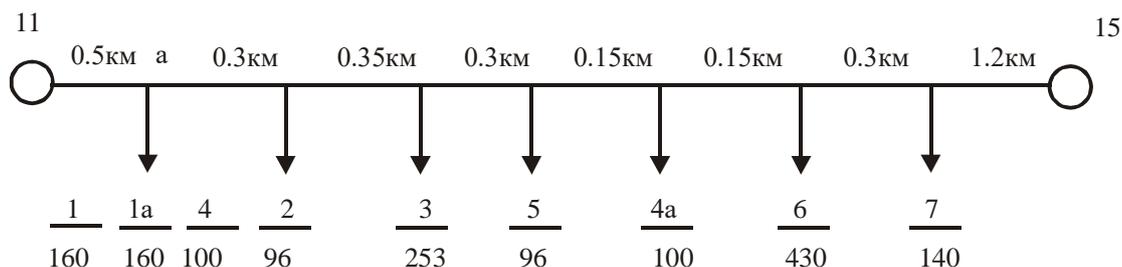


Рис. 1.10 Расчетная схема сети 10 кВ

1.2.1 Определение передаваемых по линии мощностей

Мощности, передаваемые с шин опорной подстанции с фидеров 10-11 и 10-15 по формуле приведенной ниже.

$$S = \frac{\sum_{k=1}^m S_k \cdot l_{ak}}{\sum l}, \quad (1.11)$$

где S_k - мощность потребительской подстанции, кВА;

l_{ak} - длина линии от источника до потребительской подстанции, км;

l - длина распределительной сети, км.

Мощность передаваемая с фидера 10-11 определится по формуле:

$$S_{11} = \frac{(S_1 + S_{1a} + S_4) \cdot l_{a-15} + S_2 \cdot l_{2-15} + S_3 \cdot l_{3-15} + S_5 \cdot l_{5-15} + S_{4a} \cdot l_{4a-15} + S_6 \cdot l_{6-15} + S_7 \cdot l_{7-15}}{l_{11-15}}$$

$$S_{11} = \frac{421 \cdot 2.75 + 96 \cdot 2.45 + 253 \cdot 2.1 + 96 \cdot 1.8 + 100 \cdot 1.65 + 430 \cdot 1.5 + 140 \cdot 1.2}{3.25} = 946 \text{ кВА}$$

Мощность передаваемая с фидера 10-15 определится по формуле:

$$S_{15} = \frac{S_7 \cdot l_{7-11} + S_6 \cdot l_{6-11} + S_{4a} \cdot l_{4a-11} + S_5 \cdot l_{5-11} + S_3 \cdot l_{3-11} + S_2 \cdot l_{2-11} + (S_1 + S_{1a} + S_4) \cdot l_{a-11}}{l_{11-15}}$$

$$S_{15} = \frac{140 \cdot 2.05 + 430 \cdot 1.75 + 100 \cdot 1.6 + 96 \cdot 1.45 + 253 \cdot 1.15 + 96 \cdot 0.8 + 421 \cdot 0.5}{3.25} = 594 \text{ кВА}$$

Правильность расчета проверяется по равенству:

$$\sum S_K = S_{11} + S_{15}$$

$$1536 = 1536$$

Из равенства можно сделать вывод, что расчет выполнен верно.

1.2.2 Определение значения мощностей протекающих по участкам
линии

$$S_{11-a} = S_{11} = 946 \text{ кВА}$$

$$S_{a-2} = S_{11-a} - S_a = 946 - 421 = 525 \text{ кВА}$$

$$S_{2-3} = S_{a-2} - S_2 = 525 - 96 = 429 \text{ кВА}$$

$$S_{3-5} = S_{2-3} - S_3 = 429 - 253 = 176 \text{ кВА}$$

$$S_{5-4a} = S_{3-5} - S_5 = 176 - 96 = 80 \text{ кВА}$$

$$S_{4a-6} = S_{5-4a} - S_{4a} = 80 - 100 = -20 \text{ кВА}$$

$$S_{6-7} = S_{4a-6} - S_6 = -20 - 430 = -450 \text{ кВА}$$

$$S_{7-15} = S_{6-7} - S_7 = -450 - 140 = -590 \text{ кВА}$$

Из расчетов видно, что ТП4а является точкой токораздела и линию можно условно разделить на две, каждая с односторонним питанием и рассчитывать их отдельно.

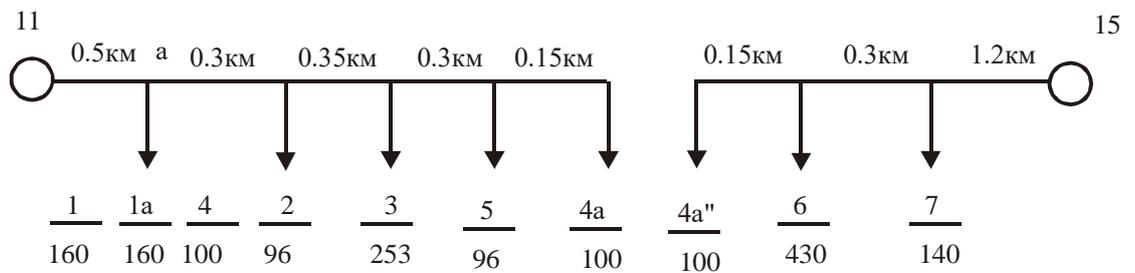


Рис. 1.11 Расчетная схема разделенной линии 10 кВ

1.2.3 Определение марки, сечения и числа проводов распределительной сети 10 кВ с их проверкой по потере напряжения

Выбор производится по экономической плотности, методика которого представлена в пункте 1.5.

$$S_{ЭКВ} = 244 \text{ кВА}$$

$$I_{ЭКВ} = \frac{244}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,1 \text{ А}$$

$$F_{\rho} = \frac{14,1}{0,4} = 35,2 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод СИП-3 1x50

Проверку сети по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U \% = 0,265\%$$

Суммарная потеря напряжения должна находиться в пределах нормы [1].

Расчетные данные распределительной сети приведены в табл. 1.25.

Таблица 1.25 - Марка, сечение, число и потеря напряжения участков сети 10 кВ

участок линии	Сучастка, кВА	марка, сечение, число проводов	потеря напряжения, %
11-а	756	СИП-3 1x50	0.256
а-2	420	СИП-3 1x50	0.11
2-3	343	СИП-3 1x50	0.1

3-5	140	СИП-3 1x50	0.036
5-4а	64	СИП-3 1x50	0.008
4а''-6	16	СИП-3 1x50	0.002
6-7	360	СИП-3 1x50	0.1
7-15	472	СИП-3 1x50	0.5
Итого			1.12

Допустимые потери напряжения в сети 10 кВ менее 10% [7], следовательно выбранные провода удовлетворяют требованиям и их можно принять к установке.

1.2.4 Проверка линии на аварийный режим

В аварийном режиме потребительские подстанции будут питаться с одного фидера опорной подстанции.

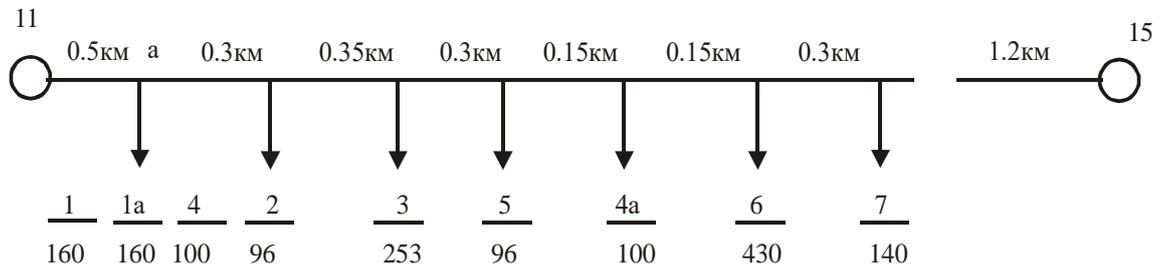


рис. 1.12 Расчетная схема линии в аварийном режиме

Для проверки определим мощности протекающие по участкам линии в аварийном режиме.

$$S_{6-7}=S_7=140 \text{ кВА}$$

$$S_{4f-6}=S_6+0.7S_7=430+0.7 \cdot 100=528 \text{ кВА}$$

$$S_{5-4a}=S_{4a-6}+0.7 \cdot S_{4a}=528+0.7 \cdot 100=598 \text{ кВА}$$

$$S_{3-5}=S_{5-4a}+0.7 \cdot S_5=598+0.7 \cdot 96=665 \text{ кВА}$$

$$S_{2-3}=S_{3-5}+0.7 \cdot S_3=665+0.7 \cdot 253=842 \text{ кВА}$$

$$S_{a-2}=S_{2-3}+0.7 \cdot S_2=842+0.7 \cdot 96=909 \text{ кВА}$$

$$S_{11-a}=S_{a-2}+0.7 \cdot S_a=909+0.7 \cdot 421=1204 \text{ кВА}$$

Далее, выбранные ранее провода, проверим на потерю напряжения по методике изложенной в пункте 1.7.3. Расчетные данные приведены в табл. 1.26.

Таблица 1.26 - Потери напряжения в аварийном режиме

участок	6-7	4а-6	5-4а	3-5	2-3	а-2	11-а	итого
потеря напряжения, %	0.03	0.05	0.06	0.14	0.2	0.32	0.52	1.5

Из таблицы видно, что принятые провода удовлетворяют аварийному режиму.

Так как, при погасании опорной подстанции, потребители первой категории могут снабжаться электроэнергией по линии 10 кВ с Константиновской подстанции 35/10 кВ, то нужно проверить провода по потере напряжения и в этом варианте.

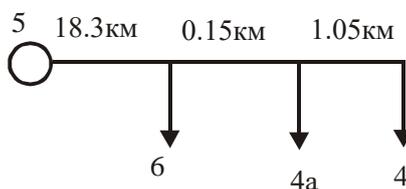


Рис. 1.13 Расчетная схема линии в аварийном режиме

Мощности протекающие по участкам линии потеря напряжения на этих участках определяются по вышеизложенной методике. Расчетные данные приведены в табл. 1.27

Таблица 1.27 - Мощности и потеря напряжения на участках линии

участок линии	Sp, кВА	провод	потеря напряжения, %
4а-4	100	СИП-3 1x50	0.07
6-4а	170	СИП-3 1x50	0.002
5-6	549	СИП-3 1x50	4

Итого	4.07
-------	------

По данным таблицы можно сделать вывод, что и в самом тяжелом аварийном режиме принятые провода удовлетворяют требованиям.

2 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА РЕКОНСТРУКЦИЮ ТП 35/10 «ДУБОВОЕ»

Краткая информация о подстанции

Реконструируемая трансформаторная подстанция (ТП) 35/10 кВ «Дубовое» расположена в Биробиджанском районе Еврейской автономной области (ЕАО).

Электрические машины и трансформаторы, установленные на подстанции, линии электрических сетей нуждаются в управлении и защите от повреждений и аномальных режимов. Для этого необходимы коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоограничивающие реакторы, разрядники и другое оборудование первичных (силовых) цепей.

На ТП установлены силовые трансформаторы типа ТМ-2500/35У1 (трансформатор трехфазный, масляный, с охлаждением при естественной циркуляции воздуха и масла, двухобмоточный, мощностью 2500 кВА, класса напряжения 35 кВ и номинальным вторичным напряжением 10,5 кВ; предназначен для умеренного климата и работы на открытом воздухе).

На подстанции установлен трансформатор собственных нужд типа ТМ-25/10 У1 мощностью 25 кВА на напряжение 10/0,4 кВ промышленной частоты 50 Гц, для умеренного климата.

На подстанции эксплуатируются масляные выключатели типа С-35М-630-10-У1 с приводом ПР-90 АП У1 и ВПМ-10 с пружинным приводом ПП-67К. Трехполюсный масляный баковый выключатель С-35М-630-10-У1 со встроенными трансформаторами тока ТВТ-35/10 предназначен для коммутации высоковольтных цепей переменного тока напряжением 35...40,5 кВ в нормальном режиме работы установки, а также для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при ненормальных и аварийных режимах.

Выключатель быстродействующий, трехполюсной, высоковольтный аппарат. Все полюсы выключателя механически связаны между собой и управляются общим приводом типа ПР-90АПУ1. Баки выключателя снабжены устройством для подогрева масла и маслоуказателями. Внутренние стенки баков обшиты изоляцией в виде двух обкладок из высокопрочного электрокартона марки ЭМИП-13-1, которые соединены друг с другом посредством шнуровки киперной лентой. Изоляция предохраняет от перекрытия и переброса дуги на стенки бака при отключении КЗ выключателя. Масляный выключатель ВМП-10 предназначен для коммутации высоковольтных цепей на номинальное напряжение 10 кВ трехфазного переменного тока в нормальном режиме работы установки, а также для автоматического отключения этих цепей при токах короткого замыкания и перегрузках, возникающих при ненормальных и аварийных режимах работы установок. Выключатель пригоден для работы при однократном повторном выключении (АПВ). Номинальный ток 630А, номинальный ток отключения 20 кА [11].

Разъединители наружной установки на 35 кВ РНДЗ-16-35/1000 У1 горизонтально-поворотного типа, на номинальный ток 1000 А, с заземляющим ножом. Разъединитель трехполюсный имеет рубящие контакты с вертикальным движением ножа в плоскости осей изоляторов. Заземляющие ножи смонтированы на отдельном валу и закреплены на общей раме. Управление основными и заземляющими ножами производится отдельными приводами типа ПР-10. Разъединители типа РВЗ предназначены для заземления основного токоведущего контура со стороны снятого напряжения при его отключении и для безопасного ведения работ на отключенном участке электрической цепи.

Измерительные трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей защиты и измерения от цепей высокого напряжения. Одновитковые и многовитковые трансформаторы тока могут

быть проходными и применяются до 35 кВ. Такие трансформаторы (типа ТВ-35) служат одновременно проходными изоляторами. На подстанции установлены трансформаторы тока типа ТВЛМ-10, ТПЛ-10, ТВК-10, ТПЛМ-10. Применяются трансформаторы тока трех классов точности: 0,5 – для присоединения ответственных измерительных приборов и счетчиков, по которым проводят денежные расчеты; 1, 3 – для присоединения реле защиты.

На подстанции установлены измерительные трансформаторы напряжения типа НТМИ-10, НАМИ-10 на номинальное напряжение 10 кВ. Трансформаторы по своему устройству являются трехфазными трехобмоточными, имеют три класса точности: 0,5; 1,0; 3,0 [21].

На подстанции установлены вентильные разрядники серии РВС и РВП. Разрядники РВС-35 и РВП-10 предназначены для защиты от грозовых перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение 35 и 10 кВ соответственно.

Плавкие предохранители служат для защиты электроустановок от токов короткого замыкания и токов перегрузки. На подстанции эксплуатируются предохранители ПКТ-10.

Трансформаторный агрегат типа ТАДТМ-30/10У1 предназначен для установки в распределительных сетях 6...10 кВ с изолированной нейтралью с емкостным током замыкания менее 10 А. ТАДТМ состоит из трехфазного двухобмоточного пятистержневого трансформатора и однофазного реактора, расположенных в одном баке [11].

Старое электрооборудование все еще способно выполнять заданные функции, но все же следует иметь в виду его изношенность, как физическую так и моральную. Появилась необходимость в замене некоторого оборудования на более современное и надежное, то есть необходимо произвести реконструкцию ТП 35/10 кВ «Дубовое». Предполагается произвести установку современной защитной и контрольной аппаратуры, а также установку современных вакуумных выключателей и ограничителей

перенапряжения на сторонах высокого и низкого напряжения трансформатора.

2.1 Обоснование целесообразности реконструкции подстанции

Требования, предъявляемые к выключателям, заключаются в следующем: надежность в работе и безопасность для окружающих; возможно малое время отключения; по возможности малые габариты и масса; простота монтажа и обслуживания; бесшумность работы; сравнительно невысокая стоимость.

Применяемые в настоящее время на подстанции масляные выключатели в большей или меньшей степени отвечают вышеперечисленным требованиям. На данный момент можно выделить одно из требований, которое снижает темпы замены выключателей – это стоимостный показатель. Остальные же показатели установленного оборудования на данный момент в сравнении с современным оборудованием уступают на несколько параметров. Требование надежности является одним из важнейших требований, поскольку от надежности работы оборудования зависит надежность работы энергосистемы, следовательно, и надежность электроснабжения потребителей. На данный момент выключатели, установленные на подстанции, не в полной мере соответствуют этому требованию. Основываясь на анализе остаточного ресурса оборудования, можно с полной уверенностью утверждать, что выключатели С-35М-630-10 У1 и ВПМ-10 выработали свой технический срок и морально устарели. Заводы изготовители перешли на выпуск более современных типов выключателей, превосходящих по параметрам масляные и маломасляные выключатели.

Одной из причин замены масляного выключателя на вакуумный выключатель является быстрое действие, то есть минимальное время отключения при коротком замыкании. Время отключения выключателя ВПМ-10 составляет 0,12 с, в то время как вакуумные выключатели обеспечивают отключение за 0,05 с. Данное преимущество весьма желательно по следующим соображениям:

- увеличивается пропускная способность ЛЭП;
- уменьшаются повреждения изоляторов и проводов линий электрической дугой;
- уменьшается опасность прикосновения к заземленным частям РУ;
- уменьшаются механические напряжения в элементах оборудования, вызываемые электрическими силами.

В таблице 2.1 приведен сравнительный анализ технических параметров выключателей С-35М-630-10У1 и ВВК-35Б-20/1000У1.

Таблица 2.1 – Сравнительный анализ выключателей

Наименование параметра	С-35М-630-10 У1	ВВК-35Б-20/1000 У1
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	630	1000
Номинальный ток отключения, кА	10	20
Ток электродинамической стойкости $i_{дин}$, кА	26	51
Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$, кА	10	20
Ток термической стойкости, кА	10	20
Время протекания тока термической стойкости, с	4	3
Полное время отключения, с	0,08/0,15	0,07
Собственное время отключения, с	0,05/0,12	0,03

Вакуумный выключатель данной серии дополнительно к перечисленным в таблице 2.1 обладает следующими преимуществами: простота конструкции, высокая степень надежности, высокая

коммутационная износостойкость, малые размеры и масса, пожаро- и взрывобезопасность, отсутствие шума при операциях, отсутствие загрязнения окружающей среды, малые эксплуатационные расходы, высокий срок службы.

Сравнительный анализ технических параметров свидетельствует о целесообразности использования вакуумных выключателей.

3 ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ РЕКОНСТРУКЦИИ

3.1 Определение электрических нагрузок

Электрическая нагрузка отдельных потребителей, а, следовательно, и суммарная их нагрузка, определяющая режим работы электростанций в энергосистеме, непрерывно меняются. Принято отражать этот факт графиком нагрузки, то есть диаграммой изменения мощности во времени. В рациональном использовании электроэнергии существенную роль играет регулирование графиком нагрузки.

Годовой график – это изменение по месяцам года максимальной получасовой нагрузки. Он характеризует колебания расчетной мощности объекта в течение года. Годовой график по продолжительности строится с использованием суточных графиков двух дней в году – зимнего и летнего.

Данные обслуживающей организации приведены в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 - Зависимость мощности нагрузки в зимний день

Часы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Зима	40	40	40	40	50	60	75	90	95	95	95	90
Р,кВ	113	113	113	113	142	170	213	256	270	2704	2704	256
т	8	8	8	8	3	8	5	2	4			2

Продолжение таблицы 3.1

Часы	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Зима	80	80	75	80	85	95	100	95	85	75	65	50
Р,кВ	227	227	213	227	241	270	284	270	241	213	185	142
т	7	7	5	7	9	4	6	4	9	5	0	3

Таблица 3.2 - Зависимость мощности нагрузки в летний день

Часы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Лето	40	40	40	50	55	55	60	40	80	80	75	70
P, кВт	113	113	113	142	156	156	170	113	227	227	213	199
	8	8	8	3	5	5	8	8	7	7	5	2

Продолжение таблицы 3.2

Часы	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Лето	70	70	70	75	75	75	80	80	95	95	60	45
P, кВт	199	199	199	213	213	213	227	227	270	270	170	128
	2	2	2	5	5	5	7	7	4	4	8	1

Энергия, потребляемая объектом в сутки, определяется по формуле

$$W_{сут} = \sum P \cdot \tau, \quad (3.1)$$

$$W_{сут} = 50528 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Зная суточное потребление электроэнергии, определяется потребление электроэнергии в зимний период

$$W_{зим} = W_{сут} \cdot 200 = W_{зим} = 50528 \cdot 200 = 10105666 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

где 200 – количество дней зимнего периода.

Определяется средняя мощность нагрузки

$$P_{cp} = \frac{W_{сут}}{24} = \frac{50528}{24} = 2105 \text{ кВт.}$$

Время использования максимальной нагрузки:

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{сут}}}{P_{\max}}, \quad (3.2)$$

где P_{\max} – максимальная нагрузка, потребляемая в сутки, кВт.

$$T_{\max} = \frac{50528}{2846} = 17,75 \text{ ч.}$$

Определяется коэффициент заполнения графика

$$K_z = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}, \quad (3.3)$$

$$K_z = \frac{2105}{2846} = 0,74$$

Чем равномернее график, тем коэффициент заполнения (загрузки) ближе к единице.

На рисунке 3.1 приведен зимний суточный график.

Энергия, потребляемая в сутки в летнее время $W_{\text{сут}} = 44835$ кВт·ч.

Потребление электроэнергии в летний период определяется по формуле

$$W_{\text{лет}} = W_{\text{сут}} \cdot 165, \quad (3.4)$$

где 165 – количество дней летнего периода.

$$W_{\text{лет}} = 44835 \cdot 165 = 7397775 \text{ кВт·ч.}$$

Средняя мощность

$$P_{\text{ср}} = \frac{44835}{24} = 1868 \text{ кВт.}$$

Время использования максимальной нагрузки

$$T_{\max} = \frac{44835}{2704} = 16,58 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения графика

$$K_z = \frac{1868}{2704} = 0,69$$

Для выбора трансформаторов необходимо построить годовой график, пользуясь суточными летним и зимним графиками.

Определяется годовое потребление электроэнергии по формуле

$$W_i = P_i \cdot \Delta t_i, \quad (3.5)$$

где P_i – нагрузка, кВт;

Δt_i – количество часов нагрузки в год, ч.

$$\Delta t_i = 200 \cdot \Delta t_{изим} + 165 \cdot \Delta t_{илет}, \quad (3.6)$$

где $\Delta t_{изим}$, $\Delta t_{илет}$ – количество часов нагрузки в год в зимний и летний периоды соответственно, ч.

$$\Delta t_i = 200 \cdot 1 + 165 \cdot 0 = 200 \text{ ч};$$

$$W_i = 2846 \cdot 200 = 569200 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Данные расчета сводятся в таблицу 3.3.

Определяется общее годовое потребление электроэнергии

$$W_{год} = \sum_1^{14} W_i = 17503441 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Время использования максимальной нагрузки

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}}, \quad (3.7)$$

$$T_{max} = \frac{17503441}{2846} = 6148,75 \text{ ч}.$$

Таблица 3.3 - Годовое потребление электроэнергии

№ п/п	P_i , кВт	$\Delta t_{изим}$, ч	$\Delta t_{илет}$, ч	Δt_i , ч	W_i , кВт·ч
1	2846	1	0	200	569333
2	2704	5	2	1330	3596763
3	2562	2	0	400	1024800
4	2419	2	0	400	967866
5	2277	3	4	1260	2869440
6	2135	3	4	1260	2690100

7	1992	0	4	660	1315160
8	1850	1	0	200	370066
9	1708	1	2	530	905240
10	1565	0	2	330	516670
11	1423	2	1	565	804183
12	1281	0	1	165	211365
13	1138	4	4	1460	1662453

3.2 Выбор оптимальной мощности трансформаторов

Основными критериями выбора оптимальной мощности трансформаторов являются: экономические соображения, обеспечивающие минимум затрат, условия нагрева, зависящие от графика нагрузки, температуры окружающей среды, коэффициента начальной загрузки и длительности максимума.

Для выбора оптимально-экономической мощности трансформаторов используется метод экономических интервалов. Построенные номограммы экономических интервалов, представляющие прямые $S_{эк} = f(\varphi)$, разграничивают экономические области целесообразного применения трансформаторов различной мощности, где φ – коэффициент, зависящий от времени максимальных потерь. Кроме того, номограммы учитывают условия нагрева.

Для трансформаторов со всеми системами охлаждения допускается кратковременная перегрузка в соответствии с графиками. По графикам, задаваясь временем перегрузки, определяют коэффициент допустимой перегрузки, по которому в дальнейшем определяют величину перегрузки.

Мощность трансформаторов целесообразно определять с учетом их перегрузочной способности. Зная продолжительность максимальной нагрузки, можно определить допустимую перегрузку, которой можно подвергать трансформатор ежедневно в часы максимума его нагрузки [14].

Кроме того, трансформатор может быть перегружен зимой за счет снижения его нагрузки в летнее время, то есть, когда нагрузка снижается вообще, и естественный срок трансформатора увеличивается за счет снижения температуры металла обмоток при летних нагрузках. В соответствии с этим допускается перегрузка в зимнее время на 1% на каждый процент недогрузки в летнее время, но всего за этот счет не более чем на 15%. Обе перегрузки допускается суммировать, но общая перегрузка не должна превышать 50% [14].

3.3 Выбор питающей линии

При проектировании линий электроснабжения для обеспечения постоянно увеличивающейся электрической нагрузки необходимо учитывать их перегрузочную способность. Кроме того, в условиях эксплуатации во время повреждения линий или для проведения ремонта необходимо временно перегружать одну из линий, пока другая отключена по указанным выше причинам.

При работе воздушных линий возникают состояния, зависящие от условий, создаваемых окружающей провод средой. Вследствие изменения скорости ветра, гололедно-изморозных отложений и температуры воздуха изменяются и технические характеристики работающей линии.

Провода воздушных линий окружены средой – воздухом атмосферы Земли. Воздух меняет свою температуру, влажность, скорость перемещения воздушных масс и может содержать в определенных условиях щелочи, кислоты, соли и другие вещества.

Электрический ток, проходя по проводам воздушных линий, выделяет тепло и нагревает провод. Под влиянием нагрева провода происходят следующие изменения условий его работы:

- удлинение провода, вследствие чего увеличивается стрела провеса, то есть изменяются габариты провода до земли;
- изменяется тяжение провода и его способность нести механическую нагрузку;

– изменяется сопротивление провода и, как следствие этого, количество тепла, выделяемое проводом, то есть изменяются потери электрической мощности и энергии.

Все условия могут изменяться при наличии постоянства параметров окружающей среды или изменяются совместно, воздействуя на работу проводов воздушных линий.

Ток, проходящий по проводам ВЛ, постоянно меняется в соответствии с графиком нагрузки. В связи с этим постоянно изменяется длина провода и его расстояние от низшей точки подвеса провода до земли.

Выполняя это расчетное условие, считают, что если не превышать номинального тока (не перегружать линию), то габарит до поверхности земли всегда будет больше расчетного.

Таким образом, при правильно выбранной перегрузке ВЛ опасных явлений не возникает ни в отношении их габаритов, ни в отношении значительного увеличения потерь мощности и энергии.

Ввиду того, что на ТП «Дубовое» установлено два силовых трансформатора, питание необходимо подавать по двум линиям. Выбор сечения проводов производится из расчета обеспечения питания ТП по одной линии в случае повреждения или отключения другой. Принимается допустимая перегрузка линии в аварийном режиме $K_3 = 1,3$ [15].

Провода – сталеалюминиевые, расстояние между проводами –1500 мм, расположение – по треугольнику.

Пропускаемая способность линии при полной загрузке

$$S_n = \frac{S_p}{K_3}, \quad (3.11)$$

где K_3 – коэффициент допустимой перегрузки линии в аварийном режиме.

$$S_n = \frac{2846}{1,3} = 2190 \text{ кВА.}$$

Допустимая потеря напряжения составляет $\Delta U_{\text{Доп}} = 8\%$, или

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}\%} \cdot U_{\text{ном}}}{100}, \quad (3.12)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{8 \cdot 35}{100} = 2,8 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{\text{адоп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_r = 2,8 - 0,6 = 2,2 \text{ кВ}.$$

Приняв, что средняя реактивность ВЛ напряжением 35 кВ составляет $x_0 = 0,4$ Ом/км [22], найдем допустимую потерю напряжения, обусловленную реактивной составляющей нагрузки по формуле

$$\Delta U_r = \sum_1^n \frac{Q_i \cdot l_i \cdot x_0}{U_{\text{ном}}}, \quad (3.13)$$

где Q_i – реактивная составляющая, Мвар.

$$Q_i = S_n \cdot \sin \varphi, \quad (3.14)$$

$$Q_i = 2190 \cdot 0,44 \cdot 10^{-3} = 0,964 \text{ Мвар};$$

$$\Delta U_r = \frac{0,964 \cdot 0,9 \cdot 0,4}{35} = 0,01 \text{ кВ}.$$

Допустимая потеря напряжения, обусловленная активной составляющей нагрузки

$$\Delta U_{\text{адоп}} = 2,8 - 0,01 = 2,79 \text{ кВ}.$$

Воспользуемся методом постоянного сечения вдоль линии

$$F = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{адоп}} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum P_i \cdot l_i, \quad (3.15)$$

где ρ – расчетное удельное сопротивление сталеалюминиевого провода, Ом·мм²/км; $\rho = 28,8$ Ом·мм²/км [22];

P_i – активная составляющая мощности нагрузки, МВт.

Активная составляющая мощности нагрузки находится по формуле

$$P = S_n \cdot \cos \varphi, \quad (3.16)$$

$$P = 2190 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} = 1,97 \text{ МВт},$$

$$F = \frac{28,8}{2,79 \cdot 35} \cdot 1,97 \cdot 4 = 80,3 \text{ мм}^2.$$

Принимается провод АС-95, удельные погонные сопротивления $r_0 = 0,592 \text{ Ом/км}$ и $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$; допустимый ток $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$ [1].

Фактическая потеря напряжения определяется по формуле

$$\Delta U = \sum_1^n \frac{P_i \cdot l_i \cdot r_0}{U_{\text{ном}}} + \sum_1^n \frac{Q_i \cdot l_i \cdot x_0}{U_{\text{ном}}}, \quad (3.17)$$

$$\Delta U = \frac{1,97 \cdot 4 \cdot 0,592}{35} + \frac{0,964 \cdot 4 \cdot 0,419}{35} = 0,031 \text{ кВ},$$

или в процентах

$$\Delta U = \frac{0,031 \cdot 100}{35} = 0,1\%$$

Рассмотрим метод минимальных затрат материала. Для этого необходимо сначала определить коэффициент сечения, который пропорционален корню квадратному из активных нагрузок по формуле

$$K_c = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{адоп}} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_1^n \sqrt{P_i \cdot l_i}, \quad (3.18)$$

$$K_c = \frac{28,8 \cdot \sqrt{1,97 \cdot 0,9}}{2,79 \cdot 35} = 19$$

Сечение проводов определится по формуле

$$F = K_c \cdot \sqrt{P}, \quad (3.19)$$

$$F = 19 \cdot \sqrt{4,560} = 80,6 \text{ мм}^2.$$

Стандартное сечение провода принимается, как и в первом случае, 95 мм^2 , провод марки АС – 95.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Сельские электрические сети, как правило, питаются от электрических систем большой мощности. В этом случае возможно, что периодическая составляющая токов короткого замыкания во времени не изменится.

Назначение расчетов тока КЗ заключается в определении максимальных возможных токов КЗ для выбора коммутационной и другой высоковольтной аппаратуры, ток при трехфазном КЗ в максимальном режиме системы, и в определении максимально возможных токов КЗ, для проверки чувствительности устройств релейной защиты, ток двухфазного КЗ в минимальном режиме работы системы.

Расчет токов КЗ в электрических установках выше 1000 В, производится согласно требований ГОСТа 27514-87. Расчет производится для установленных силовых трансформаторов.

По расчетной схеме сети (рис. 4.1) составляется схема замещения (рис. 4.2).

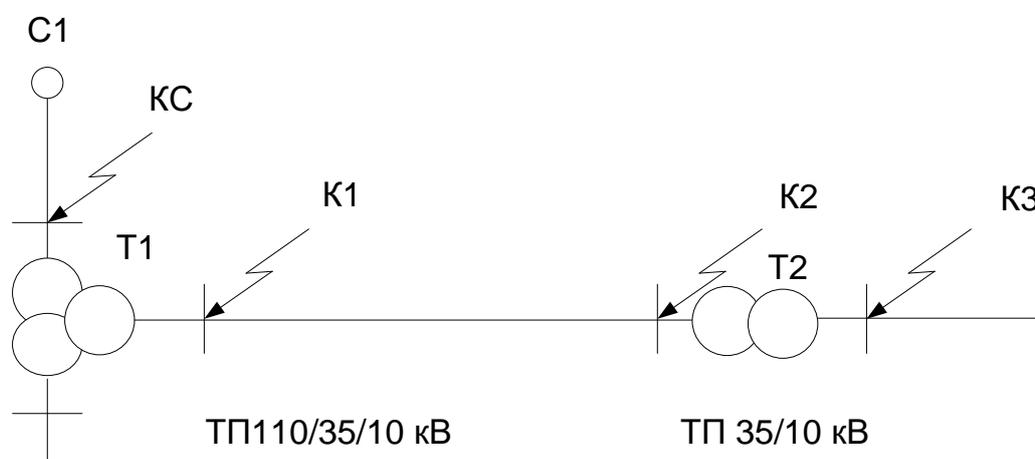


Рисунок 4.1 - Расчетная схема сети

Расчет токов КЗ в сетях напряжением выше 1000 В целесообразно вести в относительных единицах, принимая за базисную мощность величину $S_{баз} = 100 \text{ МВА}$.

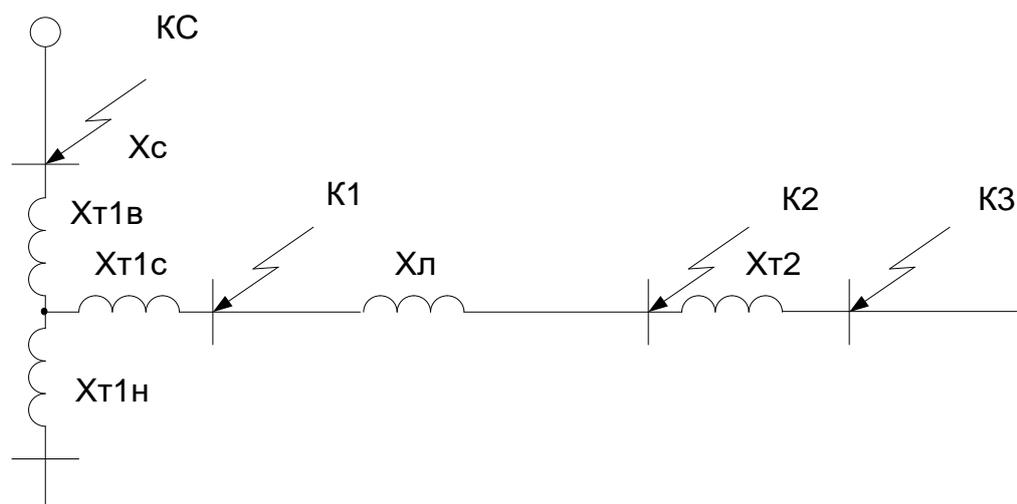


Рисунок 4.2 - Схема замещения

За базисное напряжение на каждой ступени – среднее напряжение ступени:

$$U_{ном} = 220 \text{ кВ}, \quad U_{ср} = 230 \text{ кВ}.$$

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ}, \quad U_{ср} = 37 \text{ кВ}.$$

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}, \quad U_{ср} = 10,5 \text{ кВ}.$$

При составлении схем замещения активное сопротивление трансформаторов и воздушной линии не учитывается. Для расчетов токов КЗ схема замещения (рис. 4.2) приводится к простейшему виду, складывая индуктивные сопротивления до точки КЗ.

Определяются сопротивления элементов схемы в относительных базисных единицах

$$x_{*C} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{баз} \cdot I_{\kappa}^{(3)}}, \quad (4.1)$$

где $I_{\kappa}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания системы на стороне 220 кВ силового трансформатора, кА.

По данным схемы развития Единой национальной электрической сети ЕЭС России напряжением 110 кВ и выше на период 2006...2015 гг. $I_{\kappa}^{(3)} = 9 \text{ кА}$.

$$x_{*C} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 9} = 0,028$$

Сопротивление трансформатора Z_{*mp1} Т1 типа ТДТН-40000/110-У1, установленного на питающей ПС – 110/35/10 кВ

$$Z_{*mp1} = \frac{u_k \% \cdot S_{\text{баз}}}{100 \cdot S_{\text{н.т.}}}, \quad (4.2)$$

где $u_k\%$ - напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{\text{н.т.}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Для трехобмоточного трансформатора напряжение короткого замыкания

$$u_k \% = x_b + x_c, \quad (4.3)$$

где x_b , x_c – индуктивные сопротивления обмоток высокого и среднего напряжения соответственно, %.

$$x_b \% = 0,5 \cdot (u_{\text{кВ-Н}} \% + u_{\text{кВ-С}} \% - u_{\text{кС-Н}} \%), \quad (4.4)$$

$$x_c \% = 0,5 \cdot (u_{\text{кВ-С}} \% + u_{\text{кС-Н}} \% - u_{\text{кВ-Н}} \%), \quad (4.5)$$

где $u_{\text{к В-Н}}\%$, $u_{\text{к В-С}}\%$, $u_{\text{к С-Н}}\%$ – напряжения КЗ для каждой пары обмоток, %.

$$x_b \% = 0,5 \cdot (12,5 + 22 - 9,5) = 12,5\%, \quad x_c \% = 0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0\%,$$

$$x_k \% = 12,5 + 0 = 12,5\%, \quad Z_{*mp1} = \frac{12,5 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,313$$

Сопротивление воздушной линии $x_{*Л}$

$$x_{*Л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз}}^2}, \quad (4.6)$$

где $x_{уд}$ – удельное сопротивление провода, Ом/км;

l – длина участка сети, км.

Для сталеалюминиевого провода АС 95 $x_{уд} = 0,4$ Ом/км, длина ВЛ-35 кВ до ТП «Дубовое» составляет 4 км.

$$x_{*Л} = 0,4 \cdot 4 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,117$$

Сопротивление трансформатора Т2 типа ТМ-2500/35-У1, установленного на ТП – 35/10 кВ «Дубовое»,

$$Z_{*mp2} = \frac{6,5 \cdot 100}{100 \cdot 2,5} = 2,6$$

Полное сопротивление $Z_{*рез1}$ в точке КЗ К1

$$Z_{*рез1} = x_{*c} + Z_{*m1}, \quad (4.7)$$

$$Z_{*рез1} = 0,028 + 0,313 = 0,341$$

Полное сопротивление $Z_{*рез2}$ в точке КЗ К2

$$Z_{*рез2} = Z_{*рез1} + x_{*Л}, \quad (4.8)$$

$$Z_{*рез2} = 0,341 + 0,117 = 0,458$$

Полное сопротивление $Z_{*рез3}$ в точке КЗ К3

$$Z_{*рез3} = Z_{*рез2} + Z_{*mp2}, \quad (4.9)$$

$$Z_{*рез3} = 0,458 + 2,6 = 3,058$$

Базисный ток I_b , кА в каждой точке КЗ

$$I_b = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{баз}}; \quad (4.10)$$

$$I_{b.1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 \text{ кА};$$

$$I_{b.2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{b.3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Действительное значение трехфазного тока КЗ $I_k^{(3)}$, кА

$$I_k^{(3)} = \frac{I_b}{Z_{*рез}}; \quad (4.11)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1,56}{0,341} = 4,574 \text{ кА.}$$

Мгновенное значение ударного тока трехфазного КЗ $i_{y\delta}^{(3)}$, кА

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)}, \quad (4.12)$$

где K_y – ударный коэффициент.

В практических расчетах токов КЗ сельских электрических сетей рекомендуют принимать следующие значения ударного коэффициента:

при $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $K_y = 1,5 \text{ кА}$; при $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $K_y = 1,2 \text{ кА}$.

Мгновенные значения ударного тока трехфазного КЗ для каждой точки

$$i_{y\delta.1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 4,575 = 9,705 \text{ кА.}$$

Действительное значение полного тока трехфазного КЗ за первый период для каждой точки КЗ

$$I_K^{(3)} = I_K^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y \cdot 1)^2}, \quad (4.13)$$

$$I_{K1}^{(3)} = 4,575 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,5 \cdot 1)^2} = 5,603 \text{ кА.}$$

При КЗ в электрических сетях, питающихся от мощных энергосистем, периодическая слагающая тока КЗ практически не изменяется во времени

$$I_K^{(3)} = I_{kt} = I_{\infty}, \quad (4.14)$$

где I_{kt} – действующее значение периодической слагающей тока короткого замыкания через время t , кА.

Мощность КЗ S_K , МВА

$$S_K = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_K^{(3)}; \quad (4.15)$$

$$S_{K1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 5,603 = 339,66 \text{ МВА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания $I_K^{(2)}$, кА

$$I_K^{(2)} = 0,87 \cdot I_K^{(3)};$$

$$I_{K1}^{(2)} = 0,87 \cdot 5,603 = 4,875 \text{ кА.} \quad (4.16)$$

Для ВЛ ток короткого замыкания на землю КЗ, кА

$$I_{K3} = \frac{U \cdot l}{350};$$

$$I_{K3} = \frac{35 \cdot 4}{350} = 0,4 \text{ кА.} \quad (4.17)$$

Все расчеты сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Токи короткого замыкания

Точка КЗ	Uном, кВ	I(3)К, кА	I(2)К, кА	i(3)уд, кА	Iy = I∞, кА	S(3)К, МВ·А
1	35	5,603	4,875	9,705	5,603	339,66
2	35	4,171	3,629	7,225	4,171	252,85
3	10,5	1,87	1,627	3,053	1,87	34,01

5 ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций и аппараты в этих цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Токосоведущие части в РУ 35 кВ выполняются сталеалюминиевыми проводами АС. В цепях линий 10 кВ вся ошиновка выполняется прямоугольными алюминиевыми шинами.

5.1 Выбор шин на стороне 35 кВ

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Выбор шин сводится к определению сечения провода и проверке на электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания. Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются. Выбор сечения шин производится по нагреву (допустимому току).

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}, \quad (5.1)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток для шины выбранного сечения, А;

I_{max} – расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А.

Максимальный рабочий ток при аварийном режиме (100% перегрузка по току) для шин 35 кВ равен 82,48 А. Для такого тока принимаем гибкие шины АС 16/2,7 с длительно допустимым током 111 А. Наружный диаметр провода 5,6 мм. Выбранное сечение шины проверяется на термическое действие тока КЗ по условию

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{c} \leq q, \quad (5.2)$$

где q_{min} – минимальное сечение по термической стойкости, мм²;

q – выбранное сечение, мм²;

B_K – тепловой импульс тока КЗ, кА²·с;

c – коэффициент, учитывающий зависимость термической стойкости от класса напряжения и материала проводника; для сталеалюминевых жил $c=90$.

Тепловой импульс тока $K3$ Вк, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$

$$B_k = 4,171^2 \cdot (0,23 + 0,06) = 5,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное допустимое сечение q_{\min} , мм^2 по термической стойкости

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,50} \cdot \sqrt{10^6}}{90} = 24,97 \text{ мм}^2.$$

Таким образом необходимо применять шины типа АС 35/6,2 с длительно допустимым током 175 А. Провод имеет сечение алюминия 36,9 мм^2 , сечение стали 6,15 мм^2 , диаметр провода 8,4 мм, стального сердечника 2,8 мм.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводов при напряжении 35 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, вредно влияющего на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности E_0 , $\text{kB}/\text{см}$ электрического поля

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.3)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода; для многопроволочных проводов $m = 0,82$;

r_0 – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,42}} \right) = 36,31 \text{ кВ}/\text{см}.$$

Напряженность электрического поля E , кВ\см около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot l_g \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (5.4)$$

где U – линейное напряжение, кВ.

Среднее геометрическое расстояние D_{cp} , см между проводами фаз, расположенными горизонтально,

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (5.5)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 60,62}{0,42 \cdot l_g \frac{1,26 \cdot 150}{0,42}} = 8,36 \quad \text{кВ\см.}$$

Условие проверки образования короны

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (5.6)$$

$$1,07 \cdot 8,36 = 8,95 < 0,9 \cdot 36,31 = 32,68.$$

Таким образом, провод по условиям короны подходит. На подстанции применяется провод АС 35/6,2.

5.2 Выбор шин на стороне 10 кВ

В РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе фаза А в желтый, фаза В – зеленый и фаза С – красный цвет.

Согласно §1.3.28 ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ и ЗРУ всех напряжений по экономической плотности тока не проводится.

Выбор сечения шин производится по условию нагрева

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{70 - t_{cp}}{45}}, \quad (5.7)$$

где $t_{ср}$ – средняя температура июля, 0С.

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,94 \cdot 10^6}}{91} = 10,65 \text{ мм}^2.$$

По условиям принимаются шины прямоугольного сечения, окрашенные (30 x 40), с сечением 120 мм² и допустимым током 365 А.

Производится механический расчет выбранных однополюсных шин.

Наибольшее удельное усилие $f^{(3)}$, Н·м при трехфазном КЗ

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^{(3)^2}}{a}, \quad (5.8)$$

где $i^{(3)}_y$ – ударный ток трехфазного КЗ, А;

a – расстояние между фазами, м.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{3053^2}{1} = 1,61 \text{ Н·м.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, $\delta_{расч}$, МПа

$$\delta_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (5.9)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, МПа;

l – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (5.10)$$

где b – толщина шины, см;

h – ширина шины, см.

$$W = \frac{1,61 \cdot 4^2}{10 \cdot 0,6} = 4,3 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если выполняется условие:

$$\delta_{расч} \leq \delta_{доп}, \quad (5.11)$$

где $\delta_{доп}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин, МПа; для шин марки АДО $\delta_{доп} = 40$ МПа.

Условие выполняется, шины прямоугольного сечения (30 х 4) с сечением 120 мм² и допустимым током 365 А пригодны для установки в ОРУ и КРУН 10 кВ.

5.3 Выбор выключателей

Высоковольтные выключатели выбираются согласно ГОСТа 687-78Е.

Выбираются вакуумные выключатели, как современный тип коммутационных аппаратов, которые имеют лучшие технические характеристики по сравнению с масляными выключателями, несмотря на большую стоимость.

5.3.1 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

Выключатели выбираются из условий:

- по номинальному напряжению сети

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (5.12)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{ном.сети}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

- по максимальному рабочему току

$$I_{ном} \geq I_{р.мах}, \quad (5.13)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя, А;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток, А.

Максимальный рабочий ток выбирается из наиболее неблагоприятного эксплуатационного режима. В аварийных случаях, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, трансформаторы с естественной воздушной системой охлаждения допускаются в течение не более пяти суток перегружать на 40% сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более шести часов в сутки.

Максимальный рабочий ток $I_{p.max}$, А

$$I_{p.max} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (5.14)$$

$$I_{p.max} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 57,74 \text{ А.}$$

По номинальному напряжению сети и максимальному рабочему току предварительно принимаем вакуумный выключатель ВВК-35Б-20/1000 У1. Вакуумный выключатель имеет номинальное напряжение 35 кВ, номинальный ток 1000 А, ток отключения 20 кА. Выключатель предназначен для частых коммутаций в нормальных и аварийных режимах в сети переменного тока промышленной частоты 50 Гц. Выключатель рассчитан на открытую установку, для умеренного климата. На общей раме крепятся с помощью фарфоровых изоляторов три полюса. В каждом полюсе в фарфоровом изоляторе, армированном фланцами, заключена дугогасительная камера. Для надежной изоляции полюсы заливают маслом. Гашение дуги осуществляется в вакуумной камере. Выключатель имеет встроенный электромагнитный привод.

Проверка выключателя:

- по отключающей способности

$$K_{АПВ} \cdot I_{отк.н} \geq I_{к.макс}^{(3)}, \quad (5.15)$$

где $I_{к.макс}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в максимальном режиме, кА;

$I_{отк.н}$ – номинальный ток отключения, кА;

$K_{АПВ}$ – коэффициент цикла АПВ; при отсутствии АПВ $K_{АПВ} = 1$, при однократном АПВ $K_{АПВ} = 0,78$ [18].

- по электрической стойкости;

- по предельному периодическому току КЗ

$$I_{дин} \geq I_{уд}, \quad (5.16)$$

где $I_{дин} = I_{пр.с}$ – предельный сквозной ток, кА.

- по ударному току КЗ

$$i_{дин} \geq i_{уд} , \quad (5.17)$$

где $i_{дин} = i_{пр.с}$ – ток электрической стойкости (амплитудное значение сквозного тока), кА.

- по термической стойкости

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K , \quad (5.18)$$

где $I_{тер}$ – предельный ток термической стойкости, который данный аппарат может выдержать без повреждения в течение предельного времени термической стойкости, кА;

B_K – тепловой импульс тока, характеризующий количество теплоты, выделяющейся в аппаратуре за время КЗ, кА²·с.

$$B_K = I_r^{(3)^2} \cdot (t_{откл} + T_a) , \quad (5.19)$$

где $t_{откл} = t_{р.з.} + t_{в}$ – длительность короткого замыкания (время работы релейной защиты и собственное время отключения выключателя), с;

$I(3)K$ – сверх переходной ток трехфазного КЗ, кА;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с; $T_a = 0,06$ с.

$$B_K = 4,171^2 \cdot (0,23 + 0,06) = 5,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результаты проверки выбора выключателя сведены в таблицу 4.1.

Из таблицы видно, что выключатель ВВК-35Б-20/1000 У1 соответствует условиям выбора [11].

5.3.2 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Выбор вакуумного выключателя на стороне 10 кВ аналогичен выбору выключателя на стороне 35 кВ.

Таблица 5.1 - Расчетные и паспортные данные выключателя ВВК-35Б-20/1000

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$

$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.макс}}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} = 57,74 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,225 \text{ кА}$
$I_{2\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{2\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 5,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 4,171 \text{ кА}$
$I_{\text{откл}} \geq I(3)\text{К}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I(3)\text{К} = 4,174 \text{ кА}$
$I_{\text{вкл}} \geq I(3)\text{К}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I(3)\text{К} = 4,171 \text{ кА}$

Максимальный рабочий ток

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,45 \text{ А.}$$

По номинальному напряжению сети и максимальному рабочему току предварительно принимаем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630 У2 , предназначенный для частых коммутаций электрических цепей 10 кВ в нормальном и аварийных режимах, встраиваемый в ячейки КРУ для умеренного климата. Выключатель рассчитан на 50000 операций включения в нормальном режиме при номинальном токе и 70 операций при токе короткого замыкания 20 кА. Полное время отключения 0,05 с. Выключатель имеет встроенный электромагнитный привод.

Тепловой импульс тока

$$B_{\text{к}} = 1,87^2 \cdot (0,21 + 0,06) = 0,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

В таблице 5.2 приведены результаты проверки выбора и паспортные данные выключателя ВВ/TEL-10-20/630 У2 [11].

Как видно из таблицы 5.2, выключатель соответствует условиям выбора.

Таблица 5.2 - Расчетные и паспортные данные выключателя ВВ/TEL-10-20/630

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{р.макс}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 192,45 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,05 \text{ кА}$
$I_{2тер} \cdot t_{тер} \geq Вк$	$I_{2тер} \cdot t_{тер} = 470 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$Вк = 0,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{уд} = 1,87 \text{ кА}$
$I_{откл} \geq I(3)К$	$I_{откл} = 15 \text{ кА}$	$I(3)К = 1,87 \text{ кА}$
$I_{вкл} \geq I(3)К$	$I_{вкл} = 15 \text{ кА}$	$I(3)К = 1,87 \text{ кА}$

5.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится по тем же параметрам, что и выключатели кроме отключающей способности.

Проверка выбора и паспортные данные установленного на подстанции разъединителя РДЗ-2-35/1000 УХЛ1 [17] представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Расчетные и паспортные данные разъединителя РДЗ-2-35/1000

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{р.макс}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 57,74 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,15 \text{ кА}$
$I_{2тер} \cdot t_{тер} \geq Вк$	$I_{2тер} \cdot t_{тер} = 2250 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$Вк = 5,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Как видно из таблицы 5.3, устанавливаемые разъединители типа РДЗ-2-35/1000 УХЛ1 соответствуют условиям выбора. Разъединитель с двумя заземляющими ножами имеет привод типа ПРН-220 М [17].

5.5 Выбор ячеек КРУН

Комплектные распределительные устройства наружной установки предназначены для открытой установки вне помещения. КРУН состоят из металлических шкафов со встроенными в них аппаратами, приборами, устройствами защиты и управления.

На подстанции устанавливаются крупноблочные КРУН серии К-100, рассчитанные на номинальный ток шкафа 1600 А. Шкаф К-100 имеет цельносварную раму, на которой размещены четыре линейных ячейки с выдвижными элементами, ячейка трансформаторов напряжения и разрядников и вводная ячейка с выключателем на выдвижном элементе. Общая ширина такого блочного КРУН 3,85 метра, масса 4 тонны.

Шкафы К-100 размещают на специальной площадке высотой 30...40 см с твердым покрытием, что позволяет выкатывать тележку из шкафа на время ремонтных работ.

Шкафы имеют уплотнения, обеспечивающие защиту аппаратуры от загрязнения и атмосферных осадков. Рассчитаны для работы при температурах окружающего воздуха от минус 40 до плюс 35 0С. Предусматривается искусственный подогрев воздуха внутри шкафа для создания условий, препятствующих конденсации влаги при резких колебаниях температуры наружного воздуха.

В шкафах КРУН вместо разъединителей применяют втычные контакты. Шкаф КРУН состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками.

Привод установлен с выключателем на выкатной тележке. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Выкатная тележка может занимать три положения: рабочее (тележка находится в корпусе шкафа, первичные и вторичные цепи замкнуты); испытательное (тележка в корпусе шкафа, но первичные цепи разомкнуты, а вторичные замкнуты); ремонтное (тележка находится вне корпуса шкафа, первичные и вторичные цепи разомкнуты). В рабочем и испытательном положениях тележка фиксируется специальным устройством. Для облегчения перемещения тележки в рабочее положение имеется рычажный механизм, управляемый съемной рукояткой. При выкатывании тележки из шкафа автоматически металлическими шторками закрываются отсеки шинного и линейного разъединяющих контактов. Таким образом исключается случайно прикосновение к токоведущим частям.

5.6 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Наиболее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН $U_{н.р.}$ должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети $U_{н.раб.с.}$

$$U_{н.р.} \geq U_{н.раб.с.} \quad (5.20)$$

Повышения напряжения, возникающие при оперативных переключениях или аварийных режимах, учитываются в соответствии с условиями работы ОПН в квазиустановившихся режимах.

Критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перенапряжения без потери рабочих качеств. При установке ограничителя на шунтовых конденсаторах или кабельных присоединениях энергия, поглощаемая ОПН, может быть рассчитана по выражению

$$W_{ОПН} = \frac{c}{2} \cdot \left[\left(3 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{раб.наиб.ф} \right)^2 - \left(1,25 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{н.р.ОПН} \right)^2 \right], \quad (5.21)$$

где c – емкость конденсаторов или кабеля, Ф.

Поглощаемая энергия не должна превосходить допустимую энергоемкость ОПН

$$W_{дон} = W_{уд} \cdot U_{н.р.}; \quad (5.22)$$

$$W \leq W_{доп}, \quad (5.23)$$

Защитный уровень ограничителя при коммутационных перенапряжениях

$$A_{ком} = \frac{U_{доп} - U_{ост}}{U_{исп}} > (0,15 \div 0,2), \quad (5.24)$$

где $U_{доп}$ – допустимый уровень внутренних перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе, кВ;

$U_{исп}$ – значение грозового испытательного импульса, кВ.

Защитный уровень ограничителя при грозовых перенапряжениях

$$A_{гр} = \frac{U_{доп} - U_{ост}}{U_{доп}} > (0,2 \div 0,25), \quad (5.25)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе, кВ.

По приведенным выше условиям производится выбор ОПН устанавливаемого на секциях шин проектируемого распределительного пункта. Для установки в КРУН 10 кВ серии К-100 применяется ОПН-ЕР/TEL 10/12 [11], основные технические данные которого приведены в таблице 5.4. Приведенная методика проверки ОПН рекомендована производителем «Тавридаэлектрик».

Таблица 5.4. - Технические характеристики ОПН-КР/TEL 10/12

Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток разрядника, кА	10
Максимальная амплитуда тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность не менее, А	250
Удельная энергия, кДж/кВ	3,6
Длина пути утечки, мм	205
Высота, мм	125

Масса не более, кг	0,9
--------------------	-----

Емкость кабельных линий Ск.л., мкФ

$$C_{к.л.} = C_{уд} \cdot L, \quad (5.26)$$

$$C_{к.л.} = 0,11 \cdot 0,03 = 0,003 \text{ мкФ.}$$

Тогда энергия, поглощаемая ОПН, ВОПН, кДж

$$W_{ОПН} = \frac{0,003}{2} \cdot \left[(3 \cdot \sqrt{2} \cdot 11)^2 - (1,25 \cdot \sqrt{2} \cdot 12)^2 \right] = 2,58 \text{ кДж;}$$

$$W_{доп} = 3,6 \cdot 10 = 36 \text{ кДж.}$$

Как видно, условие выполняется.

Защитный уровень ограничителя при коммутационных перенапряжениях

$$A_{ком} = \frac{57,9 - 44,1}{35} = 0,39$$

Условие $A_{ком} = 0,39 > (0,15 \div 0,2)$ выполняется.

Защитный уровень ограничителя при грозовых перенапряжениях

$$A_{гр} = \frac{57,9 - 44,1}{44,1} = 0,31$$

Условие $A_{гр} = 0,31 > (0,2 \div 0,25)$ также выполняется.

Таким образом, ОПН-КР/TEL 10/12 вполне возможно использовать для защиты изоляции КЛ, присоединенных к распределительному пункту. Благодаря глубокому уровню ограничения перенапряжения, ОПН обеспечивают эффективную защиту оборудования в кабельных сетях и продлевают срок его службы. Они просты и безопасны в эксплуатации, так как не требуют обслуживания и ремонта и являются взрывобезопасными. Предназначены для защиты электрооборудования РУ в сетях напряжением

6...10 кВ переменного тока (48...62 Гц) с изолированной или резонансно соединенной нейтралью.

В ОРУ 35 кВ принимается к установке ОПН-КР/TEL 35 на номинальное напряжение 35 кВ.

ОПН КР/TEL применяются для внутренней установки в условиях умеренного и холодного климата при температуре окружающего воздуха от минус 60 0С до плюс 40 0С на высоте не более 1000 м над уровнем моря (УХЛ2 по ГОСТ 15150). Ограничители ОПН-КР/TEL 35 предназначены для наружной установки в условиях умеренного и холодного климата (УХЛ1). Ограничители длительно выдерживают механическую нагрузку до 300 Н от тяжения провода в направлении, перпендикулярном вертикальной оси ОПН-КР/TEL. По стойкости к механическим воздействующим факторам ОПН-КР/TEL соответствует группе условий эксплуатации М7, ГОСТ 175161.

5.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

К приемникам электрической энергии системы собственных нужд подстанции относятся: устройства обогрева выключателей и шкафов РУ с установленными в них электрическими аппаратами и приборами; электрическое отопление и освещение; системы релейной защиты и автоматики, телемеханики и связи.

Системы релейной защиты и автоматики – наиболее ответственные приемники собственных нужд. Они получают питание от сети переменного тока непосредственно через стабилизаторы и выпрямители.

Для электроснабжения системы собственных нужд подстанции используют понижающие трансформаторы со вторичным напряжением 380/220 В с заземленной нейтралью. Номинальную мощность трансформаторов выбирают по расчетной мощности потребителей собственных нужд, составляющей около 1% расчетной мощности ТП с учетом ее нагрузочной способности.

На всех двухтрансформаторных подстанциях напряжением 35...110 кВ необходимо предусматривать не менее двух ТСН и присоединять их к разным

источникам питания. На стороне НН ТСН должны работать отдельно, каждый на свою секцию с АВР на межсекционной связи. На ТП с переменным и выпрямленным током ТСН следует присоединять через разъединители и предохранители на участке до выключателя ввода низшего напряжения 6...10 кВ.

На подстанции устанавливаются два ТСН типа ТМ-25/10 УХЛ1 номинальной мощностью $S_n = 25$ кВА и номинальным напряжением 10 кВ [21]. Трансформатор трехфазный, система охлаждения естественная воздушная, изоляция масло. Устанавливается ТСН в КРУН 10 кВ.

5.8 Выбор предохранителей

Условия выбора [22]:

- по напряжению установки

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (5.27)$$

- по току

$$I_{ном} \geq I_{норм}; \quad (5.28)$$

$$I_{ном} \geq I_{р.макс}; \quad (5.29)$$

- по конструкции и роду установки;

- по току отключения

$$I_{отк} \geq I_{п.о.}, \quad (5.30)$$

где $I_{п.о.}$ – предельно отключаемый ток, кА.

Максимальный кратковременный рабочий ток ТСН

$$I_{р.макс} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2 \text{ А}$$

К установке для защиты ТСН принимается предохранитель ПКТ-10-40. Для защиты измерительных трансформаторов напряжения применим аналогичные предохранители. Предохранитель с мелкозернистым наполнителем на номинальное напряжение 10 кВ и номинальный ток 40 А. Устанавливаем вставку плавкую на ток 2 А [2].

Для предохранителей ПКТ-10 характерен значительный токоограничивающий эффект, полное время отключения при КЗ 0,005...0,007 с. Предохранители серии ПКТ имеют конструктивную вставку, намотанную на керамический сердечник. Указатель срабатывания у них отсутствует, о перегорании судят по показаниям приборов, включенных во вторичную цепь трансформаторов напряжения. Использован металлургический эффект [2].

5.9 Выбор трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы тока как приборы высокого напряжения устанавливаются в ЗРУ и ОРУ. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы тока как приборы должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

ИТТ выбирают по номинальным значениям напряжения тока и по классу точности, проверяют на электродинамическую и термическую стойкость при токах КЗ. ИТТ выбирают по классам точности с учетом фактической нагрузки их вторичных обмоток. Для соблюдения класса точности при работе необходимо, чтобы нагрузка их вторичных обмоток не превышала допустимую для данного класса точности. Вторичные обмотки разных фаз ИТТ могут быть нагружены неодинаково. Класс точности ИТТ проверяют по наиболее нагруженной фазе. Условия выбора ИТТ приведены в таблице 5.5.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как нагрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.
Вторичная нагрузка r_2 , Ом

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (5.31)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление обмоток приборов и реле включенных последовательно, Ом;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, Ом.

Таблица 5.5 - Условия выбора измерительного трансформатора тока

Параметр	Условия выбора
Напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Класс точности	По допустимой погрешности
Длительный первичный ток, А	$I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$
Номинальная нагрузка вторичной цепи, Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$
Ток электродинамической стойкости, кА	$I_{\text{н.дин}} \geq I_{\text{п.о.}}$
Допустимый ударный ток, кА	$I_{\text{н.дин}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость к токам КЗ, кА ² ·с	$I_{2\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} \geq W_{\text{к}}$

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух – трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление соединительных приборов зависит от длины и сечения. Чтобы ИТТ работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие

$$Z_{2\text{ном}} \geq r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (5.32)$$

В случаях, когда отсутствуют данные о сопротивлении прибора, определяют суммарную мощность последовательно соединенных приборов, а затем сопротивление приборов $r_{\text{приб.}}$, Ом

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (5.33)$$

где $\sum S_{\text{приб}}$ – суммарная мощность, потребляемая приборами в самой нагруженной фазе, В·А;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А.

Необходимая наименьшая площадь сечения контрольного провода

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{Z_{2ном} - r_{приб} r_k}, \quad (5.34)$$

где ρ – удельное сопротивление проводки, Ом·мм²/м;

$l_{расч}$ – расчетная длина соединительных проводов от ИТТ до приборов, м.

Согласно п. 3.4.4 ПУЭ по условию прочности полученное сечение не должно быть меньше 4 мм² для алюминиевых жил и 2,5 мм² для медных жил. Провода с площадью сечения больше 6 мм² обычно не применяются.

5.10 Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 35 кВ

На стороне ВН силового трансформатора измерительные приборы не устанавливаются. ИТТ необходим для работы релейной защиты, которая работает при классе точности 3 и 10. Для установки применим трансформаторы тока типа ТФЗМ 35-У1, опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией на номинальное напряжение 35 кВ, предназначенный для умеренного климата, наружной установки [2].

К ИТТ подключаются токовые реле РТ-40 и реле защиты ДЗТ-11. Полная потребляемая мощность реле самой нагруженной фазы ИТТ составляет 21 В·А [2]. Сопротивление реле

$$r_{приб} = \frac{21}{5^2} = 0,84 \text{ Ом.}$$

Выбирается кабель с медными жилами, ориентировочная длина 30 м, трансформаторы тока соединены в полный треугольник для продольной дифференциальной защиты, и в полную звезду для остальных защит, поэтому $l_{расч} = 1$. Удельное сопротивление медного провода 0,0175 Ом·мм²/м [1].

Необходимая наименьшая площадь сечения q , мм² контрольного кабеля

$$q = \frac{0,0175 \cdot 30}{1,2 - 0,84 - 0,05} = 1,69 \text{ мм}^2.$$

Выбирается контрольный кабель марки КРПСН-4х2,5 с сечением 2,5 мм². Контрольный кабель с медными жилами повышенной гибкости с

резиновой изоляцией с профилированным сердечником в резиновой маслобензостойкой оболочке, не распространяющей горение [1].

Уточняется сопротивление контрольного кабеля по принятому сечению

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (5.35)$$

Сопротивление нагрузки

$$r_2 = 0,84 + 0,21 + 0,05 = 1,1 \text{ Ом.}$$

Условие $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом} > r_2 = 1,1 \text{ Ом}$ выполняется.

Результаты проверки выбора и паспортные данные ИТТ ТФЗМ 35 – У1 [11] сводятся в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 - Выбор трансформаторов тока

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$
$I_{1 ном} \geq I_{р.макс}$	$I_{1 ном} = 75 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 57,74 \text{ А}$
$Z_{2,ном} \geq Z_{нагр}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 1,1 \text{ Ом}$
$I_{н.дин} \geq I_{п.о.}$	$I_{н.дин} = 82 \text{ кА}$	$I_{п.о.} = 4,171 \text{ кА}$
$i_{н.дин} \geq i_{уд}$	$i_{н.дин} = 82 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,225 \text{ кА}$
$I_{2тер} \cdot t_{тер} \geq V_k$	$I_{2тер} \cdot t_{тер} = 841 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_k = 5,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, измерительный трансформатор тока ТФЗМ 35-У1 подходит к установке.

5.11 Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Выбирается ИТТ на вводных присоединениях 10 кВ силового трансформатора Т1 (ячейка №3), силового трансформатора Т2 (ячейкам №10) и для секционного выключателя (ячейка №8). Максимально допустимые рабочие токи на этих участках составляют 192,45 А. Для установки принимаем ИТТ ТПЛК-10-У3 [21], трансформатор тока проходной с изоляцией из литой

синтетической смолы, катушечный, для умеренного климата, закрытой установки. Класс точности сердечников 0,5/10 Р.

Для подключения счетчиков необходим класс точности 0,5. Нагрузка приборов, подключенных к трансформатору тока, приведена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Нагрузки приборов

Наименование прибора	Тип прибора	Нагрузка, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э – 335	0,5	0,5	0,5
Варметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	ЦЭ 6808 В	1,5	1,5	1,5
Счетчик АЭ	ЦЭ 6811	1,5	1,5	1,5
Сумма		4,5	4,5	4,5

Общее сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{4,5}{5^2} = 0,18 \text{ Ом.}$$

Выбирается контрольный кабель с медными жилами, ориентировочная длина в обе стороны 6 м, ИТТ соединены в полную звезду, поэтому $l_{расч} = 1$.

Наименьшая площадь сечения кабеля q , мм²

$$q = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,4 - 0,18 - 0,1} = 0,88 \text{ мм}^2.$$

Выбирается [1] контрольный кабель марки КРПСН-2х2,5 сечением 2,5 мм².

Уточняется сопротивление кабеля по принятому сечению

$$r_{пр} = \frac{0,0175 \cdot 6}{2,5} = 0,042 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,18 + 0,042 + 0,1 = 0,322 \text{ Ом.}$$

Условие $Z_{2.\text{ном}} = 0,4 > r_2 = 0,322$ выполняется.

Результаты проверки выбора и паспортные данные ИТТ типа ТПЛК-10-У3 сведены в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 - Расчетные и паспортные данные ИТТ типа ТПЛК-10-У3

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{н ном}} \geq I_{\text{р.макс}}$	$I_{\text{н ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} = 192,45 \text{ А}$
$Z_{2,\text{ном}} \geq Z_{\text{нагр}}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{\text{нагр}} = 0,322 \text{ Ом}$
$I_{\text{н.дин}} \geq I_{\text{п.о.}}$	$I_{\text{н.дин}} = 74,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о.}} = 1,87 \text{ кА}$
$i_{\text{н.дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{н.дин}} = 74,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 3,05 \text{ кА}$
$I_{2\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} \geq V_{\text{к}}$	$I_{2\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} = 841 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к}} = 0,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, трансформатор типа ТПЛК-10-У3 подходит к установке в ячейках № 3, 8 и 10 КРУН-10 кВ.

Выбор ИТТ для ячеек №1 и 6 аналогичен. Максимальные рабочие токи в этих ячейках составляют 150 А. Для установки принимаем ИТТ типа ТПЛ-10-У3 на номинальное напряжение 10 кВ и номинальный первичный ток 150 А. Трансформаторы тока типа ТПЛ-10-У3 проходные, с изоляцией из литой синтетической смолы, для умеренного климата, закрытой установки.

Выбор ИТТ для ячейки №14 аналогичен. Максимальный рабочий ток в ячейке составляет 100 А. Для установки принимаем ИТТ типа ТПЛ-10У3 на номинальное напряжение 10 кВ и номинальный первичный ток 100 А.

Выбор ИТТ для ячеек № 5 и 13 аналогичен. Максимальный рабочий ток в ячейках составляет 75 А. Для установки принимаем ИТТ типа ТПЛ-10-У3 на номинальное напряжение 10 кВ и номинальный первичный ток 75 А.

Выбор ИТТ для ячейки №9 аналогичен. Максимальный рабочий ток в ячейке составляет 50 А. Для установки принимаем ИТТ типа ТПЛ-10-У3 на номинальное напряжение 10 кВ и номинальный первичный ток 50 А.

На вводах 10 кВ трансформаторов Т1 и Т2 (ячейки №3 и 10) устанавливаем по три ИТТ, на фидерах 1, 5, 6, 9, 13 и 14, а также секционном выключателе (соответственно ячейки №1, 5, 6, 9, 13 и 14) целесообразно установить по два измерительных трансформатора тока на фазы А и С. На отходящих КЛ устанавливаем трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛ-10-У3.

5.12 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

ИТН должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Условия выбора ИТН приведены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 - Условия выбора ИТН

Параметр	Условия выбора
Первичное напряжение, кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Класс точности, %	$\delta \cdot U_{доп} < \delta \cdot U$
Номинальная мощность вторичной обмотки, В·А	$S2.ном \geq S2.расч$

ИТН необходимо установить на каждую секцию шин, то есть всего два. Следует учесть, что к каждому ИТН будут подключаться приборы учета и контроля не только вводных присоединений, но и фидерных.

Вторичная нагрузка ИТН приведена в таблице 5.10.

Мощность нагрузки вторичных цепей

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}, \quad (5.36)$$

$$S_{np} = \sqrt{30^2 + 61,6^2} = 68,52 \text{ ВА.}$$

Принимаем к установке ИТН типа НАМИ-10 УХЛ2 – на номинальное напряжение 10 кВ, антиферрорезонансный трехфазный, пятистержневой, устойчив как к феррорезонансу, так и к длительным однофазным замыканиям на землю. ИТН встраиваемый в ячейки КРУН 10 кВ. Для умеренного и холодного климата. Расчетные и паспортные данные ИТН типа НАМИ-10 УХЛ2 [2] приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.9 - Вторичная нагрузка ИТН

Наименование прибора	Тип прибора	Количество приборов	Р _{пр} , Вт	Q _{пр} , В·Ар
Вольтметр	Э-377	1	2	0
Ваттметр	Д-335	4	1,5	0
Варметр	Д-335	4	1,5	0
Счетчик АЭ	ЦЭ 6808 В	4	2	7,7
Счетчик РЭ	ЦЭ 6811	4	2	7,7
Сумма			30	61,3

Таблица 5.10 - Расчетные и паспортные данные ИТН типа НАМИ-10 УХЛ2

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
U _{ном} ≥ U _{ном.сети}	U _{ном} = 10 кВ	U _{ном.сети} = 10 кВ

$\delta \cdot U_{\text{доп}} < \delta \cdot U$	$\delta \cdot U_{\text{доп}} = 0,5\%$	$\delta \cdot U = 0,5\%$
$S2_{\text{ном}} \geq S2_{\text{расч}}$	$S2_{\text{ном}} = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S2_{\text{расч}} = 68,52 \text{ В} \cdot \text{А}$

Таким образом ИТН типа НАМИ-10 УХЛ2 подходит для установки.

5.13 Выбор компенсирующего устройства ТАДТМ

На подстанции устанавливаем трансформаторный агрегат типа ТАДТМ-30/10-У1 [11], предназначенный для установки в распределительных сетях 6...10 кВ с изолированной нейтралью с емкостным током замыкания менее 10 А, для умеренного климата, наружной установки.

При включенном ТАДМ достигается:

- а) уменьшение количества развития замыканий на землю в КЗ за счет снижения перенапряжений при дуговых замыканиях на землю до безопасных значений 2,5 и интенсивности горения заземляющих дуг;
- б) компенсация емкостных токов при замыканиях на землю в сети;
- в) предотвращение повреждений трансформаторов напряжения контроля изоляции за счет ликвидации феррорезонансных процессов и их сочетаний с замыканиями на землю;
- д) уменьшение количества повреждений железобетонных опор емкостными токами замыкания на землю, перегораний проводов и снижение опасности поражения электрическим током за счет уменьшения тока замыкания на землю.

Рабочий режим ТАДТМ-30/10-У1 – замыкание одной фазы на землю в сети. Длительность рабочего режима – не более 6 часов. ТАДТМ изготавливается в климатическом исполнении У категории 1 по ГОСТ 15130-69. Температура окружающего воздуха не выше плюс 40 0С.

ТАДТМ состоит из трехфазного двухобмоточного пятистержневого трансформатора и однофазного реактора, расположенных в одном баке.

Первичная обмотка трансформатора соединена по схеме «Звезда с выведенной нейтралью». Вторичная обмотка соединена по схеме разомкнутого треугольника, в цепь которого включена обмотка реактора двумя ответвлениями хр1 и хр. Бак ТАДТМ сварной заполняется трансформаторным маслом, имеющим пробивное напряжение не ниже 30 кВ. Бак выполнен без расширителя. При отсутствии замыкания на землю в сети 6 – 10 кВ напряжение на выводах разомкнутого треугольника обмотки равно нулю и ТАДТМ работает в режиме холостого хода. При замыкании одной из фаз на землю, на выводах обмотки НН возникает напряжение порядка 400 В, в результате чего ТАДТМ нагружается индуктивной нагрузкой. В месте замыкания на землю возникают два тока: емкостный ток сети и индуктивный ток ТАДТМ. Эти токи противоположны по знаку. В результате чего в месте замыкания течет остаточный ток плюс небольшие токи утечки по изоляции и токи высших гармоник. Происходит компенсация емкостного тока сети. Технические характеристики ТАДТМ-30/10-У1 приведены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 - Технические характеристики ТАДТМ-30/10-У1

Наименование характера	Величина	
Номинальная мощность, кВ·А	30	
Число фаз	3	
Номинальное напряжение обмоток, кВ		
ВН	10	
НН	0,4	
Реактора	0,4	
Номинальный ток обмотки ВН, А	1,73	
	Отпайки	
	Ар – хр1	Ар – хр
Ток в нейтрале обмотки ВН, А	5	3
Ток в обмотке ЕЕ, А	72,2	43,3

Индуктивность реактора, мГ	17,8	29,5
----------------------------	------	------

ТАДТМ подключаются непосредственно к шинам 10 кВ через разъединитель РВЗ-10-400. Недопустимо подключение ТАДТМ через предохранители. Для сигнализации работы ТАДТМ в нейтраль обмотки ВН включается трансформатор тока типа ТКЛН-10-0,5Р с коэффициентом трансформации 10/0,5 А. Во вторичную обмотку ИТТ включается токовое реле РТ-40/6. К нормально разомкнутым контактам подключаются две параллельно соединенные сигнальные лампы по 60 Вт непосредственно у ТАДТМ.

5.14 Выбор силового кабеля

Передачу электрической энергии от КРУН 10 кВ до опор ВЛ осуществляют кабельные линии. Сечения жил кабелей выбирают по техническим и экономическим условиям.

Выбор сечений по нагреву осуществляют по максимальному рабочему току при перегрузке. По справочнику принимаем к установке силовой кабель на 10 кВ марки ААПл (3х95). Силовой кабель с тремя жилами сечением 95 мм² на номинальный ток 205 А, токоведущая жила алюминиевая, оболочка алюминиевая, изоляция жил – полиэтилен, подушка из битумного состава.

Проверка выбранного кабеля на термическую стойкость к токам КЗ производится по сечению q_t , мм²

$$q_m = I_\infty \cdot \frac{\sqrt{t_n}}{k_m}, \quad (5.47)$$

где I_∞ - установившееся значение тока КЗ, А;

t_n – приведенное время КЗ, с;

k_t – коэффициент температурный, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля, А·с^{1/2}/мм².

$$q_m = 1870 \cdot \frac{\sqrt{0,27}}{65} = 14,9 \text{ мм}^2.$$

Силовой кабель марки ААПл 3х95 удовлетворяет условиям выбора.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

6.1 Заземление электрооборудования подстанции

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 – 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 – 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчета допускает замену сложного

заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_g горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

Расчет заземления производится для трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Дубовое» Биробиджанского района.

Определяется площадь, используемая под заземлитель, S , м². Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека, находящегося за пределами подстанции, к силовому оборудованию, дополнительно выносится сетка заземлителя на 1,5 метра []

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (6.1)$$

где A - ширина территории подстанции, м; $A = 33,6$ м;

B - длина территории подстанции, м; $B = 42$ м.

$$S = (33,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (42 + 2 \cdot 1,5) = 1647 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности

$$F_{M.п.} = \pi \cdot R^2, \quad (6.2)$$

где R - радиус провода, мм; $R = 6$ мм.

$$F_{M.п.} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости

$$F_{T.с.} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.З}}{400 \cdot \beta}}, \quad (6.3)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания, А;

$t_{P.З}$ - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя, с;

β - коэффициент термической стойкости; для стали $\beta = 21$.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{1660^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 8,1 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПР} + S_{CP}), \quad (6.4)$$

где S_{CP} - средняя глубина коррозии, мм.

Средняя глубина коррозии определяется по формуле

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (6.5)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя, мес.; $T = 240$ мес.;

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2.$$

Фактическое сечение прутка

$$F_{\Phi} = F_{КОР} + F_{T.C.}, \quad (6.6)$$

$$F_{\Phi} = 427 + 8,1 = 435,1 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения, определенного по механической прочности. Значит, необходимо уточнить радиус прутка

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{F_{\Phi}}{\pi}}, \quad (6.7)$$

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{435,1}{3,14}} = 11,77 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимается 12 мм.

Общая длина полос заземлителя

$$L_{\Gamma} = \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (A + 2 \cdot 1,5), \quad (6.8)$$

где $П-П$ - расстояние между полосами, м; $П-П = 6$ м.

$$L_{\Gamma} = \frac{(33,6 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (42 + 2 \cdot 1,5) + \frac{(42 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (33,6 + 2 \cdot 1,5) = 796,5 \text{ м.}$$

Число горизонтальных полос на стороне А

$$\frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\text{п-п}}} = \frac{(33,6 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 6,1$$

Число горизонтальных полос на стороне В

$$\frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\text{п-п}}} = \frac{(42 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 7,5$$

Длина горизонтальных полос, м, при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . При этом количество ячеек

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (6.9)$$

$$m = \frac{796,5}{2 \cdot \sqrt{1647}} - 1 = 8,8 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m},$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{1647}}{8,8} = 4,6 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (6.11)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1647} \cdot (8,8 + 1) = 794 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (6.12)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, м;

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{1647}}{12} = 13,51$$

Принимается количество вертикальных электродов равным 14.

Стационарное сопротивление заземлителя определяется по формуле

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{ветр}}} \right) \quad (6.13)$$

где A – функция, которая зависит от отношения длины вертикального электрода от площади подстанции.

$$A = f\left(\frac{l_B}{\sqrt{S}}\right) \quad (6.14)$$

$$A = f\left(\frac{7,5}{\sqrt{1647}}\right) = f(0,18)$$

По [] $A = 0,54$.

Стационарное сопротивление заземлителя составляет

$$R_{\text{СТ}} = 150 \cdot 1,2 \cdot \left(\frac{0,54}{40,58} + \frac{1}{796,5 + 14 \cdot 7,5} \right) = 2,59 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление заземлителя определяется по формуле

$$R_{\text{И}} = R_{\text{СТ}} \cdot \alpha_{\text{И}}, \quad (6.15)$$

где $\alpha_{\text{И}}$ - импульсный коэффициент.

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{МОЛНИИ}} + 45)}} \quad (6.16)$$

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 40,58}{(180 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,08$$

Импульсное сопротивление заземления

$$R_{\text{И}} = 2,59 \cdot 1,08 = 2,8 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземлителя составляет менее 10 Ом, следовательно, заземление выбрано верно.

6.2 Расчёт молниезащиты подстанции.

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов

различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

Оборудование подстанций от грозовых перенапряжений, возникающих от грозовых разрядов вблизи подстанций, защищается вентильными разрядниками типа РВС-35, РВП-10.

При расчете молниеотводов необходимо получить определенную зону защиты, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии в зоне $r_x = 20$ м по плану подстанции. Высота защищаемого объекта $h_x = 6,2$ м - это высота расположения шин - 35 кВ - по проекту подстанции.

Необходимая высота молниеотвода

$$H = \frac{1,6 \cdot h_x + r_x}{3,2} + \sqrt{\left(\frac{1,6 \cdot h_x + r_x}{3,2}\right)^2 + \frac{h_x + r_x}{1,6}}, \quad (6.17)$$

$$H = \frac{1,6 \cdot 6,2 + 20}{3,2} + \sqrt{\left(\frac{1,6 \cdot 6,2 + 20}{3,2}\right)^2 + \frac{6,2 + 20}{1,6}} = 20 \text{ м.}$$

Устанавливают два молниеотвода, высотой $H = 20$ м, которые полностью защищают оборудование подстанции в радиусе $r_x = 20$ м, на высоте расположения шин 35 кВ $h_x = 6,2$ м.

Радиус защиты молниеприемником на высоте $h_x = 3,5$ м

$$r_{x2} = 1,6 \cdot H \cdot (H - h_x) / (h + h_x), \quad (6.18)$$

$$r_{x2} = 1,6 \cdot 20 \cdot (20 - 3,5) / (20 + 3,5) = 22,5 \text{ м.}$$

Шкафы КРУН-10 кВ защищены от прямых ударов молнии.

Все электрооборудование подстанции находится в зоне действия молниеотводов.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Назначение релейной защиты

Основным назначением устройств релейной защиты является выявления в сети короткого замыкания и автоматическое отключение поврежденного элемента от остальной неповрежденной части сети воздействием на соответствующий выключатель. Кроме того, при возникновении ненормальных режимов работы сети (перегрузки, замыкания на землю в сети с малыми токами замыкания на землю и др.) задачей релейной защиты является сигнализация о возникшей неисправности.

Надежность работы электрических сетей может быть значительно повышена применением устройств автоматического ввода резерва (АВР).

Ко всем устройствам релейной защиты предъявляются требования:

- селективности (избирательности), что подразумевает способность защиты правильно определять место повреждения и отключать ближайший к месту повреждения выключатель;
- быстродействия, т.е. отключения поврежденного участка с минимально возможным временем;
- чувствительности, т.е. способности защиты реагировать на возникшее короткое замыкание в зоне ее действия;
- надежности.

Перечисленные требования должны быть положены в основу выбора принципов, расчетами выполнения схем защиты.

7.2. Релейная защита трансформатора

7.2.1 Требования к защите трансформаторов

Для трансформаторов и автотрансформаторов должны быть предусмотрены устройства РЗ от следующих видов повреждений и ненормальных режимов:

многофазные замыкания в обмотках и на выводах ;

витковые замыкания в обмотках;

токи в обмотках при внешних КЗ;

токи в обмотках при перегрузках; снижение уровня масла в баке;

Для защиты от повреждений на выводах и внутренних повреждениях должна быть предусмотрена:

дифференциальная защита на трансформаторах мощностью больше 1000 кВА;

дифференциальная защита с применением реле с насыщающимися трансформаторами и тормозными обмотками на трансформаторах мощностью более 25 МВА;

Для защиты от витковых замыканий предусматривается газовая защита. Эта же защита действует при понижении уровня масла в баке трансформатора.

Перечисленные выше защиты действуют без выдержки времени на отключение выключателей со всех сторон трансформатора.

Для защиты от внешних многофазных замыканий устанавливают:

МТЗ на трансформаторах мощностью более 1000 кВА;

на понижающих трансформаторах при нечувствительности МТЗ устанавливают МТЗ с пуском по напряжению;

Защита от перегрузки устанавливается на трансформаторах мощностью более 400 кВА, и действует на сигнал с выдержкой времени 8-10 сек. На подстанциях без обслуживающего персонала допускается действие защиты на разгрузку трансформатора и его отключение.

7.2.2 Дифференциальная защита трансформатора

В качестве основной быстродействующей РЗ трансформаторов от КЗ между фазами, однофазных КЗ на землю и от замыканий витков одной фазы широкое распространение получила дифференциальная защита трансформатора.

Ток на стороне ВН трансформатора:

$$I_{НОМ.ВН.} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104$$

Ток на стороне НН трансформатора:

$$I_{НОМ.НН.} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 578$$

На высокой стороне выбираем трансформатор тока с коэффициентом трансформации 200/5. На низкой стороне выбираем трансформатор тока с коэффициентом трансформации 1000/5.

Паспортные данные силового трансформатора ТМ-2500/35У1 приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Паспортные данные трансформатора ТМ-2500/35У1

Положение регулятора РПН	Пределы регулирования НН, %	Пределы регулирования НН, кВ	Схема соединения обмоток
крайнее (-)	2×2,5	6,75	Y/Δ - 11
среднее	0	7,50	
крайнее (+)	2×2,5	8,24	

Определяются вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{НОМ.В.} = \frac{I_{НОМ.} \cdot \kappa_{СХ.}}{K}, \quad (7.1)$$

где $\kappa_{СХ}$ - коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения трансформаторов тока;

$$\kappa_{СХ} = \sqrt{3},$$

для схемы соединения трансформаторов тока - треугольник;

$$\kappa_{СХ} = 1, \text{ для схемы соединения - звезда//;}$$

Вторичный ток на стороне 35 кВ:

$$I_{2.ВН} = \frac{104 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 4,5 \text{ А}$$

Вторичный ток на стороне 6 кВ:

$$I_{2.НН} = \frac{578 \cdot 1}{1000/5} = 2,89 \text{ А}$$

Сопротивление трансформатора рассчитывается по формуле:

$$X_{\text{Тср}} = U_{\text{ксп}} \cdot U_{\text{срвн}}^2 / 100 \cdot S_{\text{НТ}}, \quad (7.2)$$

где $U_{\text{ксп}}$, $U_{\text{кмин}}$, $U_{\text{кмак}}$ – напряжение короткого замыкания в % для различных положений РПН (среднее и крайнее);

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение на стороне высшего напряжения;

$S_{\text{НТ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{\text{Тср}} = 7,5 \cdot 35^2 / 100 \cdot 6,3 = 14,58 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Тмин}} = \frac{U_{\text{кмин}} \cdot U_{\text{минвн}}^2}{100 \cdot S_{\text{НТ}}} = \frac{U_{\text{кмин}} \cdot [U_{\text{срвн}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{крпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{НТ}}}, \quad (7.3)$$

$$X_{\text{Тмин}} = \frac{6,75 \cdot [35 \cdot (1 - 0,10)]^2}{100 \cdot 6,3} = 10,64 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Тмак}} = \frac{U_{\text{кмак}} \cdot U_{\text{маквн}}^2}{100 \cdot 6,3} = \frac{U_{\text{кмак}} \cdot [U_{\text{срвн}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{крпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{НТ}}}, \quad (7.4)$$

$$X_{\text{Тмак}} = \frac{8,24 \cdot [35 \cdot (1 + 0,10)]^2}{100 \cdot 6,3} = 19,39 \text{ Ом}$$

Максимальный ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{кзмаквн}}^{(3)} = U_{\text{минвн}} / [\sqrt{3} \cdot (X_{\text{лин}} + X_{\text{Тмин}})], \quad (7.5)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ - номинальное междуфазное напряжение сети.

$$I_{\text{кзмаквн}}^{(3)} = 31,5 / [\sqrt{3} \cdot (11,14 + 10,64)] = 835 \text{ А}$$

Минимальный ток трехфазного короткого замыкания определяется при наибольшем сопротивлении трансформатора:

$$I_{\text{кзминнн}}^{(3)} = U_{\text{маквн}} / [\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{смин}} + Z_{\text{тмак}})], \quad (7.6)$$

$$I_{\text{кзминвн}}^{(3)} = 38,5 / [\sqrt{3} \cdot (3,96 + j17 + j19,39)] = 607 \text{ А}$$

Приведение тока к стороне низшего напряжения производится с помощью коэффициента трансформации:

$$I_{\text{кзminнн}}^{(3)} = I_{\text{кзminвн}} \cdot U_{\text{махвн}} / U_{\text{нн}}, \quad (7.7)$$

$$I_{\text{кзminнн}}^{(3)} = 607 \cdot 38,5 / 6,3 = 3709,4 \text{ А}$$

Приведение тока к стороне высшего напряжения производится с помощью коэффициента трансформации:

$$I_{\text{кзмахнн}}^{(3)} = I_{\text{кзмахвн}} \cdot U_{\text{минвн}} / U_{\text{нн}}, \quad (7.8)$$

$$I_{\text{кзмахнн}}^{(3)} = 835 \cdot 31,5 / 6,3 = 4175 \text{ А}$$

Произведем расчет дифференциальной токовой отсечки.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается из двух условий:

отстройки от броска апериодического тока намагничивания

$$I_{\text{сз}} = (3 \div 5) \cdot I_{\text{НОМТ}}, \quad (7.9)$$

где $I_{\text{НОМТ}}$ - номинальный ток силового трансформатора со стороны питания;

отстройки от максимального тока небаланса

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБmax}}, \quad (7.10)$$

где $K_{\text{н}} = 1,3$

$$I_{\text{НБmax}} = I_{\text{НБТТ}} + I_{\text{НБрегmax}} + I_{\text{НБкомтmax}} \quad (7.11)$$

$$I_{\text{НБТТ}} = K_{\text{а}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{кзМАХВН}}^{(3)} \quad (7.12)$$

где $K_{\text{одн}}$ - коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты, $K_{\text{одн}} = 0,5 \div 1$ (обычно для дифзащиты силовых трансформаторов принимается $K_{\text{одн}} = 1$);

ε - погрешность трансформаторов тока, принимается равной 0,1;

$$K_{\text{а}} = 1 \div 2;$$

$I_{\text{кзМАХВН}}^{(3)}$ - максимальное значение тока трехфазного к.з. при к.з. на выводах силового трансформатора со стороны противоположной питанию.

$$I_{НБрег\ max} = \frac{\Delta U\%}{100} \cdot I_{КЗМАХВН}^{(3)} \quad (7.13)$$

где $\Delta U\%$ - максимальное значение изменения коэффициента трансформации силового трансформатора при регулировании.

У трансформаторов без регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой обычно $\Delta U\% = \pm 5\%$, с регулированием под нагрузкой $\Delta N\% = (10 \div 18)\%$

$$I_{НБком\ max} = \frac{(I_{ВВН} - I_{ВНН})}{I_{ВВН}} \cdot I_{КЗМАХВН}^{(3)} \quad (7.14)$$

$I_{2ВН}$ и $I_{2НН}$ - вторичные токи в плечах дифференциальной защиты.

Принимается большее из двух значений тока срабатывания защиты.

Чувствительность защиты определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗМ\text{INВН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} \geq 2 \quad (7.15)$$

где $I_{\text{кВН}}^{(2)\ min}$ - минимальное значение тока двухполюсного к.з., протекающего через защиту при к.з. на стороне трансформатора противоположной питанию.

Определяется вторичный ток срабатывания защиты

$$I_{\text{сп}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{СЗ}}}{n_{\text{T}}} \quad (7.16)$$

$$I_{НБ\ max} = \left(2 \cdot 0,1 \cdot 1 + \frac{10}{100} + \frac{|4,5 - 2,89|}{4,5} \right) \cdot 835 = 549\text{A}$$

$$I_{\text{СЗ}} = 1,3 \cdot 549 = 713,7\text{A}$$

$$I_{\text{СЗ}} = 3 \cdot 104 = 312\text{A}$$

Принимаем большее значение т.е.

$$I_{\text{СЗ}} = 713,7\text{A}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 607 / 2}{713,7} = 0,74 < 2$$

Так как КЧ меньше нормы, то надо принять защиту с быстронасыщающимися трансформаторами тока с реле ДЗТ-11.

Расчет дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11.

Первичный ток срабатывания защиты из условий отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{C3} = 1,5 \cdot I_{НОМВН} = 1,5 \cdot 104 = 156 \text{ А}$$

Расчетный ток срабатывания реле, приведенный к высокой стороне:

$$I_{Cp} = \sqrt{3} \cdot I_{C3} / K_{ТОСН} = \sqrt{3} \cdot 156 / (200/5) = 6,75 \text{ А}$$

Расчетный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих:

$$I_{НБРАСЧ} = I_{НБРАСЧ}^I + I_{НБРАСЧ}^{II} + I_{НБРАСЧ}^{III}, \quad (7.17)$$

где $I_{НБРАСЧ}^I$ - составляющая, обусловленная погрешностью трансформатора тока;

$I_{НБРАСЧ}^{II}$ - составляющая, обусловленная регулированием напряжения;

$I_{НБРАСЧ}^{III}$ - составляющая, обусловленная неточностью установки на насыщающемся трансформаторе тока НТТ, реле расчетных чисел витков для не основной стороны:

$$I_{НБРАСЧ}^I = K_{ОПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon \cdot I_{КТАХВН}^{(3)}, \quad (7.18)$$

где $K_{ОПЕР}=1$ - коэффициент учитывающий переходной режим,

$K_{ОДН}=1$ - коэффициент однотипности,

$\varepsilon=0,1$ - относительное значение полной погрешности

$$I_{НБРАСЧ}^{II} = \Delta U_* \cdot I_{КТАХВН}^{(3)}, \quad (7.19)$$

ΔU_* - относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения, принимаемая равной половине диапазона регулирования, $\Delta U_* = 0,1$.

$$I_{НБРАСЧ}^{III} = \frac{W_{РАСЧ} - W_{СР}}{W_{РАСЧ}} \cdot I_{КТАХВН}^{(3)}, \quad (7.20)$$

где $W_{РАСЧ}$ - расчетное число витков обмотки трансформатора НТТ не основной стороны,

$W_{РАСЧ}$ - фактическое (целое) число витков обмотки НТТ основной стороны.

Так как число витков еще не определено, то на первом этапе расчетный ток небаланса вычисляется без учета третьей составляющей:

$$I_{НБРАСЧ} = (0,1 + 0,1) \cdot 835 = 167$$

Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны (ВН):

$$\text{Расчетное: } W_{ВНРАСЧ} = 100/I_{СР} = 100/6,75 = 14,82$$

$$\text{Принятое: } W_{ВН} \leq W_{ВНРАСЧ} = W_{ВН} = 14$$

Число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны (НН):

$$\text{Расчетное: } W_{ННРАСЧ} = W_{ВН} \cdot I_{НОМВН}/I_{НОМНН} = 14 \cdot 4,5/2,89 = 21,8$$

$$\text{Принятое: } W_{НН} \leq W_{ННРАСЧ} = W_{НН} = 22$$

Ток небаланса с учетом $I_{НБРАСЧ}^{III}$:

$$I_{НДРАСЧ}^{III} = \frac{21,8 - 22}{21,8} \cdot 835 = 7,7 \text{ А}$$

$$I_{НБРАСЧ} = 167 + 7,7 = 174,7 \text{ А}$$

Число витков тормозной обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны (НН):

Расчетное:

$$W_{ТРАСЧ} = \left(\varepsilon + \Delta U_* + \frac{W_{НН} - W_{ННРАСЧ}}{W_{ННРАСЧ}} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot W_{НН}}{\text{tg} \alpha} \quad (7.21)$$

$$W_{ТРАСЧ} = \left(0,1 + 0,1 + \frac{22 - 21,8}{21,8} \right) \cdot \frac{1,5 \cdot 22}{0,87} = 7,93 ;$$

$$\text{Принятое: } W_T > W_{ТРАСЧ} = W_T = 9$$

Минимальное значение тока в реле при двухфазном коротком замыкании на выводе (НН):

$$I_P = 1,5 \cdot I_{КЗ\text{min}}^{(3)} / K ,$$

$$I_P = 1,5 \cdot 607 / (200/5) = 22,76 \text{ А}$$

Минимальное значение коэффициента чувствительности защиты при двухфазном коротком замыкании на выводах (НН):

$$K_{\text{ч}} = I_p \cdot W_{\text{ВН}} / 100 = 22,76 \cdot 14 / 100 = 3,19 > 1,5$$

7.3 Максимальная токовая защита

Защита является резервной, предназначенной для отключения трансформаторов от источников питания как при повреждении самих трансформаторов, так и при повреждении смежного оборудования и отказе его защит или выключателей. При отсутствии специальной защиты шин, максимальная токовая защита трансформатора осуществляет так же защиту этих шин. Защита от сверх токов при междуфазных коротких замыканиях, устанавливается со стороны обмоток, соединенных в схему (звезда с заземленной нулевой точкой) с действием на отключение всех выключателей.

Сопротивление обобщенной нагрузки:

$$X'_{\text{нагр}} = \frac{X_{\text{нагр}} \cdot [U_{\text{срВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{крПН}})]^2}{S_{\text{НТ}}}; \quad (7.22)$$

$$X'_{\text{нагр}} = \frac{0,35 \cdot [35 \cdot (1 - 0,1)]^2}{6,3} = 55,13 \quad \text{Ом}$$

Ток срабатывания реле из условия чувствительности к двухфазному КЗ за трансформатором:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_p}{K_{\text{ч}}}, \quad (7.23)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{22,76}{1,5} = 15,17 \quad \text{А}$$

Ток срабатывания защиты из условия чувствительности к двухфазному КЗ за трансформатором:

$$I_{\text{с.з}} \leq \frac{I_{\text{ср}} \cdot K}{\kappa_{\text{сх}}^{(2)}} \quad (7.24)$$

где $\kappa_{\text{сх}}^{(2)} = \sqrt{3}$

$$I_{\text{с.з}} \leq \frac{15,17 \cdot 200 / 5}{\sqrt{3}} = 350,34 \quad \text{А}$$

Максимальный ток самозапуска, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора:

$$I_{CЗП.МАХВН} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{СМАХ} + Z_{ТМІН} + X_{нагр})}, \quad (7.25)$$

$$I_{CЗП.МАХВН} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot (3,27 + 26,7 + 13,13 + 55,13)} = 213 \text{ А}$$

Коэффициент самозапуска обобщенной нагрузки:

$$K_{C.3} = \frac{I_{C.ЗП.МАХВН}}{I_{НОМВН}} \quad (7.26)$$

$$K_{C.3} = \frac{213}{104} = 2,04$$

Рассчитываем ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ} = \frac{K_{зап} \cdot K_{C.3}}{K_B} \cdot I_{НОМВН}, \quad (7.27)$$

$$I_{CЗ} = (1,2 \cdot 2,04 / 0,8) \cdot 104 = 318 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания защиты равным 320 А.

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{CР} = K_{СХ}^{(3)} \cdot I_{CЗ} / K = \sqrt{3} \cdot 320 / (200/5) = 13,85 \text{ А}$$

Выбираем реле типа РТ-40/20.

Коэффициент чувствительности определяется при двухфазном коротком замыкании на шинах (НН) трансформатора при минимальном режиме работы системы к наибольшим сопротивлениям трансформатора. Токи должны быть приведены к той стороне трансформатора, где установлена защита.

$$K_{ч} = I_{kmin} / I_{CЗ} = 22,76 / 13,85 = 1,64 \geq 1,5$$

Защита выполняет условия чувствительности.

7.4 Газовая защита трансформатора

При витковых замыканиях в замкнувшихся витках возникает значительный ток, разрушающий изоляцию и магнитопровод автотрансформатора, поэтому такие повреждения должны отключаться

быстродействующей защитой. Но использовать для этого токовые, дифференциальные и дистанционные защиты не представляется возможным.

Опасным внутренним повреждением является «пожар» стали магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи. Потери вызывают местный нагрев стали, ведущий к дальнейшему разрушению изоляции.

Защиты, основанные на использовании электрических величин, на это повреждение также не реагируют, поэтому возникает необходимость в применении специальной защиты от витковых замыканий и от «пожара» стали. Для маслонаполненных трансформаторов такой защитой является газовая защита, основанная на использовании явлений газообразования. Образование газа в поврежденном трансформаторе является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги (при витковых замыканиях) или недопустимого нагрева при «пожаре» стали. Электрическая дуга возникает и при однофазных коротких замыканиях, поэтому газовая защита является универсальной защитой от всех внутренних повреждений автотрансформатора.

Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и, в зависимости от этого, действовать на сигнал или на отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Для защиты автотрансформатора от внутренних повреждений применяется реле типа РГ-43-66.

7.5 Защита от перегрузки

На трансформаторах находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и

кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока. Защита от перегрузки на двухобмоточном трансформаторе устанавливается на стороне питания, т.е. на стороне ВН.

Ток срабатывания реле тока защиты от перегрузки определяем по выражению:

$$I_{C.3.} = \frac{K_{OTC.}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} \quad (7.28)$$

где $K_{OTC.}$ - коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас; $K_{OTC.} = 1,00(1 \div 1,4) //$;

$K_B.$ - коэффициент возврата реле, для реле РТ-40 может быть принят равным 0,8 //

$I_{НОМ.Т.}$ - номинальный ток трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита определяется по выражению

$$I_{НОМ.Т.} = \frac{S_{НОМ.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.}} \quad (7.29)$$

где $S_{НОМ.Т.}$ - номинальная мощность трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита, кВА;

$U_{НОМ.}$ - номинальное напряжение трансформатора на стороне, где установлена защита, кВ.

$$I_{НОМ.ВН.} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104 \text{ А};$$

$$I_{C.3.ВН.} = \frac{1,00}{0,8} \cdot 104 = 130 \text{ А}$$

Определяем токи срабатывания реле защит по выражению:

$$I_{C.Р.} = \frac{K_{CX}}{K} \cdot I_{C.3.} \quad (7.30)$$

Ток срабатывания реле защиты установленной на стороне ВН:

$$I_{C.P.ВН} = \frac{\sqrt{3}}{200/5} \cdot 130 = 5,63 \text{ А}$$

В качестве реле защиты выбираем реле РТ – 40/6.

7.6 Автоматическое включение резерва

Устройства АВР предусматриваются на подстанциях, от отдельно работающих секций шин которых получают питание потребители I и II категории по степени надежности электроснабжения.

В СЭС при наличии двух источников питания часто целесообразно работать по разомкнутой схеме. При этом все источники включены, но не связаны между собой, каждый из них обеспечивает питание выделенных потребителей. Такой режим работы сети объясняется необходимостью уменьшить ток короткого замыкания, упростить релейную защиту, создать необходимый режим по напряжению, уменьшить потери электроэнергии. Однако при этом надежность электроснабжения в разомкнутых сетях оказывается более низкой, чем в замкнутых, так как отключение единственного источника приводит к прекращению питания всех его потребителей. Электроснабжение потребителей, потерявших питание можно восстановить автоматическим подключением к другому источнику с помощью устройства автоматического включения резервного источника (АВР). Применяют различные схемы УАВР, однако все они должны удовлетворять изложенным ниже основным требованиям:

Находиться в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей по любой причине, и наличии нормального напряжения на другом, резервном для данных потребителей источнике питания.

Иметь минимально возможное время срабатывания. Это необходимо для сокращения продолжительности перерыва питания потребителей и обеспечения самозапуска электродвигателей.

Обладать однократностью действия, что необходимо для предотвращения многократного включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание.

Обеспечивать вместе с защитой быстрое отключение резервного источника питания и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин, и, тем самым, сохранить их нормальную работу. Для этого предусматривается ускорение защиты после АВР.

Не допускать опасных несинхронных включений синхронных электродвигателей и перегрузок оборудования.

Выдержка времени АВР (тавр) выбирается таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе при возникновении КЗ в сети, до отключения этих КЗ, а также в случае отключения и повторного включения от АПВ основного источника питания.

Устройство АВР прежде всего должно отключить выключатель, если он остается включенным при исчезновении напряжения на резервируемой секции шин. Для этой цели в схему АВР вводят пусковой орган, в котором обычно применяют минимальное реле напряжения. Пусковой орган не должен срабатывать при пониженных напряжениях на шинах до $U_{остк}$, вызванных короткими замыканиями, или до $U_{остсз}$, обусловленных самозапуском электродвигателей.

$$U_{сп1} = \frac{U_{остк}}{K_{зан} \cdot K_{л}} \quad (7.31)$$

$$U_{сп1} = \frac{U_{остсз}}{K_{г} \cdot K_{зан} \cdot K_{л}} \quad (7.32)$$

где $KВ=1,25$ -коэффициент возврата минимального реле;

Действие устройства АВР имеет смысл при наличии напряжения на резервном источнике питания. Поэтому в пусковой орган АВР включают максимальное реле напряжения, контролирующее наличие напряжения на резервном источнике питания.

$$U_{cp1} = \frac{6750}{1,1 \cdot 0,8 \cdot 100} = 76,7 \text{ В}$$

$$U_{cp2} = \frac{8240}{1,1 \cdot 0,8 \cdot 100} = 93,6 \text{ В}$$

где $K_B = 0,8$ – коэффициент возврата максимального реле;
 $K_{зап} = 1,1$ – коэффициент запаса.

Устройство АВР, действующее с минимальной выдержкой времени, должно быть отстроено от действия защит, при которых остаточное напряжение снижается до значения, меньшего уставки срабатывания минимального реле напряжения пускового органа.

$$t_{авр1} = t_{сз\max} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ сек.}$$

Требование однократности действия АВР удовлетворяется, если принять продолжительность воздействия на включение выключателя резервного источника.

$$t_{авр2} = t_{ос} + t_{зан} = 1,2 + 0,4 = 1,6 \text{ сек.}$$

где $t_{вв}$ – время включения выключателя;
 $t_{зап} = 0,3 - 0,5 \text{ сек.}$

Выбираем минимальное реле напряжения РН-54.

Выбираем максимальное реле напряжения РН-53.

7.7. Автоматическое повторное включение

В соответствии с // устройствами АПВ должны оборудоваться:

- все воздушные и кабельно-воздушные линии напряжением выше 1000В.

Отказ от применения АПВ должен быть обоснован;

- кабельные линии напряжением 35 кВ и ниже в случаях, когда линия питает несколько подстанций и отсутствует АВР;

- понижающие трансформаторы, работающие одиночно, когда их отключение приводит к обесточиванию потребителей, причем иногда разрешается работа АПВ и при действии защит от внутренних повреждений.

Устройства АПВ должны выполняться с соблюдением следующих требований:

- пуск устройства АПВ должен происходить от несоответствия положения ключа управления и выключателя;
- при отключении линии вручную АПВ должно автоматически выводиться из действия;
- должна обеспечиваться однократность (или двухкратность) действия АПВ;
- после успешного действия устройства АПВ должно автоматически приходить в состояние готовности к повторному действию;
- должна обеспечиваться блокировка от многократных включений выключателя.

Обычно в распределительных сетях с односторонним питанием устройства АПВ выполняются трехфазными однократного (реже двухкратного) действия. В зависимости от типа привода и наличия оперативного постоянного тока устройства АПВ выполняются:

- при наличии механического (пружинного или грузового) привода - механические;

- при наличии постоянного оперативного тока и соленоидного привода - электрические с реле РПВ-58.

АПВ должно приводиться в действие после аварийного отключения выключателя, за исключением случаев отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено АПВ, непосредственно после включения выключателя персоналом или с помощью телеуправления, а также после отключения выключателя защитами от внутренних повреждений трансформаторов.

Выдержка времени работы АПВ должна быть минимальной, но по условиям деионизации среды в выключателе не менее $(0,15 \div 0,2)$ сек.

Электрические однократные АПВ с автоматическим возвратом получили наиболее широкое распространение. Наиболее часто такие АПВ выполняются с помощью комплектных устройств типа РПВ-58.

7.8. Автоматическая частотная разгрузка

Частота переменного тока определяется угловой частотой вращения синхронных генераторов и является одним из основных показателей качества электроэнергии. Отключение частоты в нормальных режимах от номинального значения $f = 50$ Гц не должно превышать $\Delta f = \pm 0,1$ Гц. Допускается отклонение частоты (кратковременное) не более чем на $\pm 0,2$ Гц. Успешное регулирование частоты тока возможно при наличии в энергосистеме резерва активной мощности, то есть до тех пор, пока генераторы будут загружены не полностью. При отсутствии в системе резерва активной мощности отключение части генераторов или отключение новых потребителей сопровождаются снижением частоты. На промышленных предприятиях это приводит к нарушению технологии производства и браку, а на электрических станциях – к снижению вырабатываемой генераторами мощности, их ЭДС. Дефицит активной мощности увеличивается и возникает дефицит реактивной мощности, что может привести не только к аварийному снижению частоты, но и к лавинообразному снижению напряжения и нарушению всей системы электроснабжения. В таких случаях для восстановления заданного режима работы автоматически выключаются наименее ответственные потребители с помощью устройств автоматической частотной разгрузки. Устройства автоматической частотной разгрузки должны удовлетворять ряду требований:

Обеспечивать нормальную работу энергосистемы независимо от дефицита активной мощности, характера причин, вызывающих снижение частоты; не допускать даже кратковременного снижения частоты ниже 45 Гц; продолжительность работы с частотой меньше 47 Гц не должна превышать 20 сек., а с частотой 48,5 Гц – 60 сек.

Обеспечивать отключение потребителей в соответствии с возникновением дефицита мощности и не допускать возникновения лавины частоты и напряжения; при этом последовательность отключения должна быть такой, чтобы в первую очередь отключались менее ответственные потребители; восстанавливать частоту до уровня, при котором энергосистема может длительно работать; дальнейший подъем частоты до номинального возлагается на дежурный персонал энергосистемы.

Если восстановление нормального режима после действия АЧР возлагается на устройства автоматики, то АЧР должна обеспечить подъем частоты до уровня, необходимого для их срабатывания.

Действовать согласованно с устройствами АПВ и АВР.

Не действовать при кратковременных снижениях частоты. Отключение потребителей устройствами АЧР не должно начинаться при снижении частоты до 47 – 48 Гц. Мощность, отключаемая устройствами АЧР, должна определяться с учетом того, что в общем случае мощность, потребляемая нагрузкой зависит от частоты и снижается вместе с ней. Считается, что снижение частоты $\Delta f = 1\%$ сопровождается уменьшением суммарной нагрузки энергосистемы на $\Delta P_H = 1,5 - 2\%$.

В связи с выше перечисленным на подстанции предусматривается следующий объем автоматизации:

- АВР на секционных выключателях 10 кВ;
- АПВ на линиях 10 кВ;
- АЧР и ЧАПВ на линиях 10 кВ.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

8.1 Безопасность

При обслуживании подстанции могут иметь место следующие опасные и вредные факторы:

наличие опасного напряжения на токоведущих частях электрооборудования;

опасного напряжения (шагового) в зоне растекания электрического тока при замыкании токоведущих частей на землю;

- возможность наличия опасного напряжения на корпусах оборудования при его повреждении;

- повышенный уровень шума на рабочем месте;

- недостаточная освещенность рабочей зоны при работах в помещении в темное время суток, а также в аварийных ситуациях при отсутствии напряжения в сети освещения;

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;

- опасность получения ожогов лица и глаз при коротком замыкании, при замене предохранителей;

- загазованность воздуха рабочей зоны при пожаре.

8.1.1 Безопасность при строительных и грузоподъемных работах

При строительстве и производстве земляных работ должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве.

Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться “Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов”.

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительно-монтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- д) выполнять работы под линиями электропередачи;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции проверьте состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ.

Перед началом работы проверьте исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей и т.п. и неисправность устраните.

При работе на настилах и подмостях весь инструмент держите в ящике и не оставляйте на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

Транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов, должны быть полностью механизированы.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

8.1.2 Безопасность при эксплуатации установок ПС

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м. от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания.

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 10 кВ собственного расхода;

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

8.2 Экологичность проекта

Подстанция не имеет вредных выбросов в атмосферу.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, проектом предусматривается сооружение под трансформаторами маслоблюдных ям с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслосточков в маслоблюдник.

Согласно “Норм технического проектирования подстанции с высшим напряжением 35-750 кВ” для предотвращения растекания масла и распространения пожара при аварии с трансформатором ТМН-6300/35 маслоприемники, маслоотводы, маслоблюдник. Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформатора выполняются из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечений с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслоблюдника рассчитывается на прием полного объема масла единичного трансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов. Принимается маслоблюдник емкостью $v=2.5*2*1.5=7.5\text{т}$ $v=7.5*0.88=6.6\text{т}$

На подстанции 35 /10 кВ с баковыми масляными выключателями 35 кВ и трансформаторами, должны вооружаться маслоприемники для аварийного

приема масла. В пределах бортовых ограничений маслоприемников, гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год.

Бортовые ограничения маслоприемных устройств должны выполняться по всему параметру высотой не менее 150 мм.

Горловина выхлопной трубы трансформатора не должны быть направлены на рядом стоящие (ближе чем 3м), оборудование и сооружение, а так же на пути и проходы рабочего персонала.

При эксплуатации маслonaполненных трансформаторов неизбежны потери масла: протечки через разъемные соединения маслопроводов, охладителей, бака и других элементов трансформатора. Трансформаторы, как открытой так и закрытой установки снабжают маслоприемниками, предотвращающими растекание масла по территории подстанции. Если количество масла в трансформаторе велико и размещение под трансформатором маслоприемника, рассчитанного на удержание всего количества масла затруднительно, то предусматривается дополнительное сооружение к маслоприемнику отдельной закрытой емкости – маслосборника, способного вместить весь объем масла трансформатора.

Конструктивно маслосборник представляет собой бессточную емкость, предназначенную для отстоя и разделения масляной и водяной фазы поступивших стоков. Выполняют их из железобетона и совмещают с установкой водяного насоса. Водяной насос снабжен автоматическим управлением, срабатывающим при сигнале от датчиков уровня жидкости.

Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избежанию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Отчистка производится горячим раствором каустической соды с помощью специально оборудованной моечной машины. Промывку гравия следует проводить при плюсовой температуре окружающей среды, только при снятом напряжении.

Специальные мероприятия по шумозащите проектом не предусматриваются, так как для ПС с трансформаторами мощностью менее 40 МВ.А санитарные разрывы зоны вредного шумового воздействия не нормируются, к тому же ПС находится за пределами поселка.

Предусматривается срезка плодородного слоя толщиной 0,3 м. Часть срезанного грунта остается для озеленения ПС.

ВЛ создают в окружающем пространстве электрическое поле, напряженность которого снижается по мере удаления от ВЛ. Электрическое поле вблизи ВЛ может оказать вредное воздействие на человека.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

- воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

Проект удовлетворяет требованиям Правил устройства электроустановок и правил охраны высоковольтных электрических сетей, следовательно защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ не требуется.

8.2.1 Расчет шума трансформатора

Тип трансформатора: ТМ - 6300/35

Количество трансформаторов N=2

Т - трансформатор трехфазный;

М – масляный

6300 - номинальная мощность, кВ·А; (S=6.3 МВА)

35 - класс напряжения обмотки ВН, кВ; (U= 35 кВ)

У(ХЛ)1 - климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения

(1).

Решение

1 допустимый уровень шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям, детским учебным заведениям во время с 23:00 до 7:00

$$L_{\text{аэкв}} = 45 \text{ дБА}$$

Уровень звукового давления = 33 Гц

Максимальный уровень звука:

$$L_{\text{амах}} = 60 \text{ дБА}$$

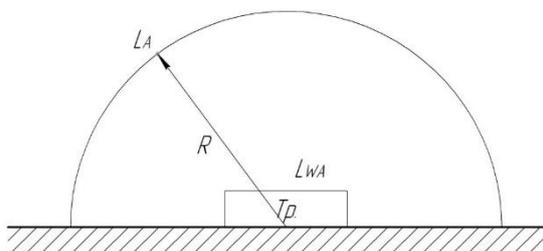


Рисунок 1 – Излучение шума трансформатором

Для данного типа трансформатора скорректированный уровень звуковой мощности $L_{PA} = 81$ дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух силовых трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 * \lg(2 * 10^{0.1*81}) = 84 \text{ дБА}$$

Определяется минимальное расстояние от ПС до территории. Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{сзз}}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(84-45)}}{2 * 3.14}} = 35.6 \text{ м.}$$

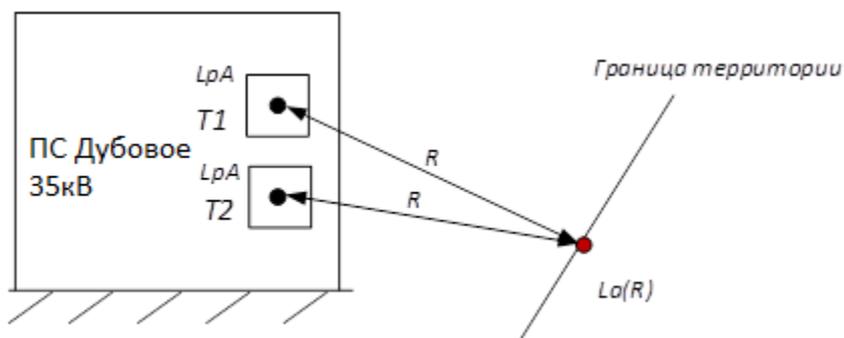


Рисунок 2 - Общий вид ПС открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

Рассчитано минимальное расстояние от ПС «Бройлерная-2» до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму (35,6 м). Расстояние от ПС до территории, на которой должны выполняться санитарно-гигиенические требования по шуму, составляет 190 м., следовательно, устанавливать акустические экраны или увеличивать расстояние путем переноса энергообъекта нет необходимости.

8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная обстановка, характеризующаяся резким нарушением установившегося процесса и оказывающая отрицательное воздействие на жизнедеятельность человека, функционирование экономики, социальную сферу, окружающую среду.

В мирное время ЧС могут возникнуть в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, диверсий или факторов военно-политического характера.

На электроэнергетических производствах ЧС бывают как техногенного, так и природного происхождения. Производственная авария внезапная остановка работы или нарушение установленного процесса производства на

промышленных предприятиях и энергетических объектах, которые приводят к повреждению зданий, материальных ценностей, оборудования, поражению людей.

К производственным авариям на п/ст относятся: остановка работы электрооборудования в результате его поломки или неисправности, например, обрыв изолятора, падение опоры или столба линий электропередачи, возникновение пожара в результате которого замыкания.

К природным авариям относятся: разрушение вследствие удара молнии, то есть вследствие грозы, обрыв фазы на линиях электропередач в результате штормового ветра, обледенение проводов линий электропередач.

Противопожарные мероприятия

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Водоисточником системы пожаротушения являются два пожарных резервуара емкостью 40 м³ каждый. Пожаротушение осуществляется насосами марки К 45/55 (один рабочий и один резервный). Насосы устанавливаются под заливом так, чтобы уровень воды в пожарных резервуарах был 0,5 м выше верха корпуса насосов.

Пополнение пожарных резервуаров автоматическое при понижении уровня в них, а также в течение всего времени пожаротушения за 36 часов по 4,5 м³/час от существующей скважины.

Расход воды на наружное пожаротушение трансформатора 10 л/сек. Продолжительность пожаротушения – 3 часа. Потребное количество воды на пожаротушение трансформатора составит 40 м³.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы, темой которой является Реконструкция системы электроснабжения Биробиджанского района Еврейской автономной области с центром питания подстанция Дубовое напряжением 35/10, были выполнены все поставленные задачи.

Был произведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций районных электрических сетей, выбор числа и мощности ТП, выбор сечений кабельных линий электропередачи, и выбор оборудования на ТП.

Устройства релейной защиты и автоматики, выбранные для защиты линий 10 кВ и силовых трансформаторов, обеспечивают надежность и безопасность эксплуатации. Так же для обеспечения безопасности при эксплуатации КТП было спроектировано защитное заземление, который надежно защищает от повреждений электрическим током.

Все проведенные расчеты соответствуют общепринятым методикам, применяемым на практике, и подкреплены выдержками из нормативно-технической документации.

Не смотря на это, выполненный мною проект системы электроснабжения города не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций что связано с ограниченностью опыта как проектирования так и эксплуатации. Но выполнение таких проектов даже в учебных целях дает серьезное подкрепление и упорядочение имеющихся и вновь полученных знаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мясоедов, Ю.В. Расчёт симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения: уч. пособие / Мясоедов, Ю.В., Л.Б. Гоголева. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004. –186 с.
2. Электрокомплект сервис [Электронный ресурс]. URL: <http://e-kc.ru/> – 25.05.2015
3. Кабельная компания «Волжский кабель» [Электронный ресурс]. URL: <http://volcable.ru/> – 25.05.2015
4. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. / В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский, А.И. Попова. – М.: МЭИ, 2002. – 964 с.
5. «ЭлектроКомплект-сервис» [Электронный ресурс]. URL: <http://e-kc.ru/> – 25.05.2015
6. Федеральная служба государственной статистики по Амурской области [Электронный ресурс]. URL: <http://sakha.gsk.ru/> – 03.06.2015
7. Электрические системы [Электронный ресурс]. URL: <http://www.msk-cable.ru/> – 3.06.2014
8. ООО «Интер РАО» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.interra-zakupki.ru/> – 3.06.2014
9. Интернет-магазин электрики и светотехники ЭТМ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.etm.ru/> - 3.06.2014
10. Уральский завод трансформаторных технологий [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uztt.ru/> - 3.06.2014
11. ЭнергоСпецКомплект [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energospes.ru/> - 3.06.2014
12. ЭлектроСнабКомплект [Электронный ресурс]. URL: <http://msk.propartner.ru/> - 3.06.2014
13. Северная торговая компания [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ooo-stk.org/> - 3.06.2014

14. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.К. Корнеева, Т.В. Чиркова – М.: Академия, 2004.– 448 с.
15. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство ЭНАС, 2001. – 154 с.
16. Постановление правительства Российской Федерации от 11 августа 2003г. №486 .Об утверждении правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети.
17. Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича.-3-е изд., перераб. и доп.-М.:ЭНАС,2009.-392 с:ил
18. СТО 56947007 – 29.240.10.028 – 2009 «Нормы технического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 37 – 750 кВ» введен 13.04.2009.
19. Правила устройства электроустановок: нормативно-технический материал.-7-е изд.- М. :Энергосервис, 2005.-280 с.
20. Электротехнический справочник под редакцией профессоров МИ/ том 3, 1.М.: энергоиздат

Условные обозначения

-  - потребитель и его номер
-  - дорога с асфальтовым покрытием
-  - линия электропередачи 0,38 кВ
-  - ж/в опора воздушной линии 0,38 кВ
-  - линия электропередачи 10 кВ
-  - уличное освещение
-  - ливневое заземление нулевого провода
-  - $\frac{СМТЗ}{0,13}$ $\frac{Марка провода}{Длина линии, км}$

Перечень объектов

Номер потребителя	Наименование потребителя
1	Складовая
2-16, 18-30, 35-39, 91-94, 83	2-х квартирные дома
17	Баня
18	Детский сад
19-23	16-ти квартирные дома
24-27	Общественные
31-34, 40-82, 84-90	1-но квартирные дома
95	Школа
96	Магазин
97	Клуб
98-99	Картофельная
100-101	Зерновой
102	Кармашки
103	Теплица
104-106	Гаражи
107	АЗС
108	Мастерская
109	Пилорама
110	Котельная
111	Животноводческий комплекс
112	Очистные сооружения
113	КПС
114	Водонапорная башня
115	ГРП
116	Административное здание
117	Земельный

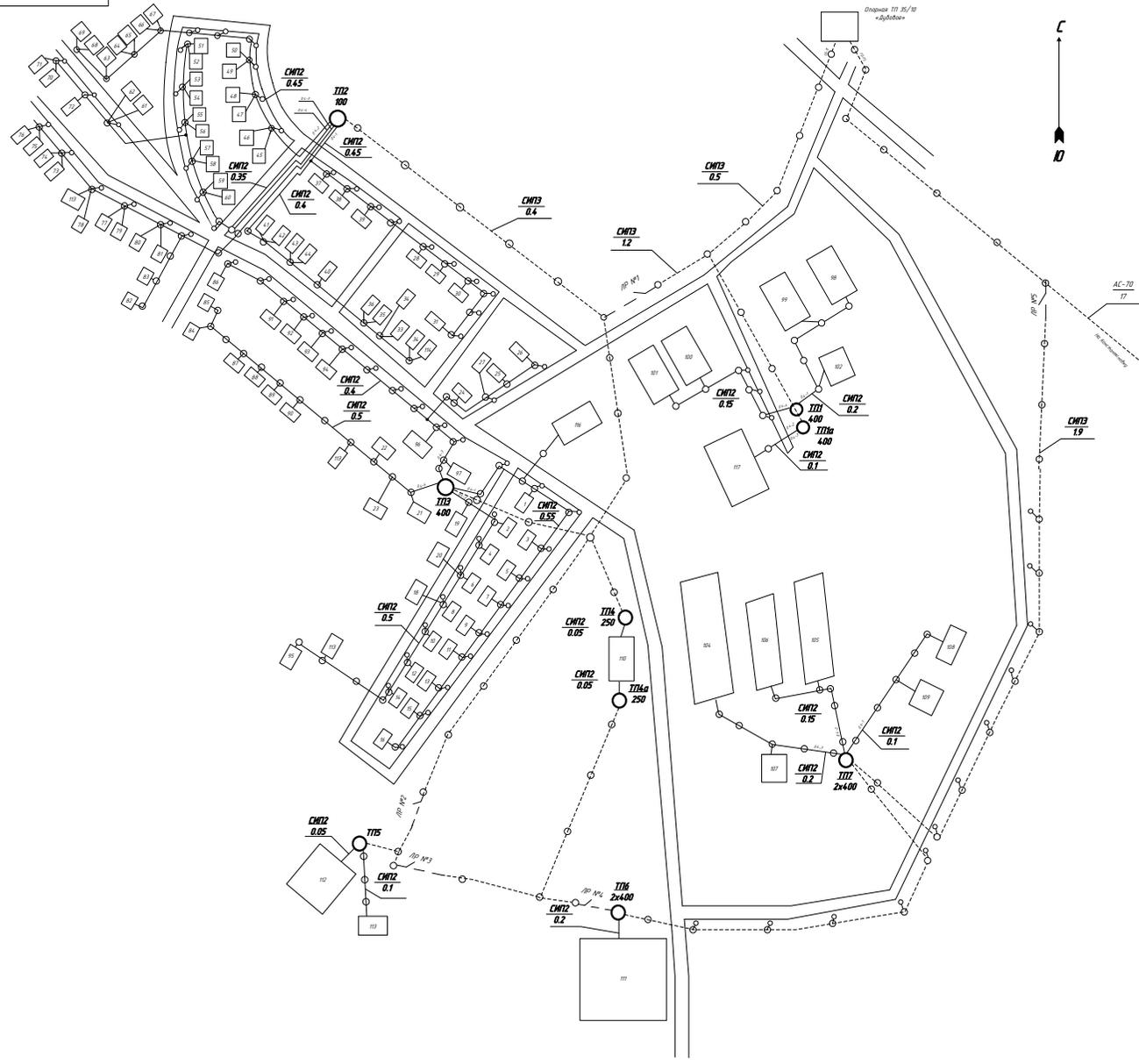
ВКР 144.02.13.03.02 СК				Дата	Масштаб	Лист	Кол-во
Исполн.	Проверен.	Согласован.	Датум	15.05	1:500	1	1
Исполн.	Проверен.	Согласован.	Датум				
Исполн.	Проверен.	Согласован.	Датум				
Исполн.	Проверен.	Согласован.	Датум				

Генеральный план с. Дубовое с линиями 0,38 и 10 кВ

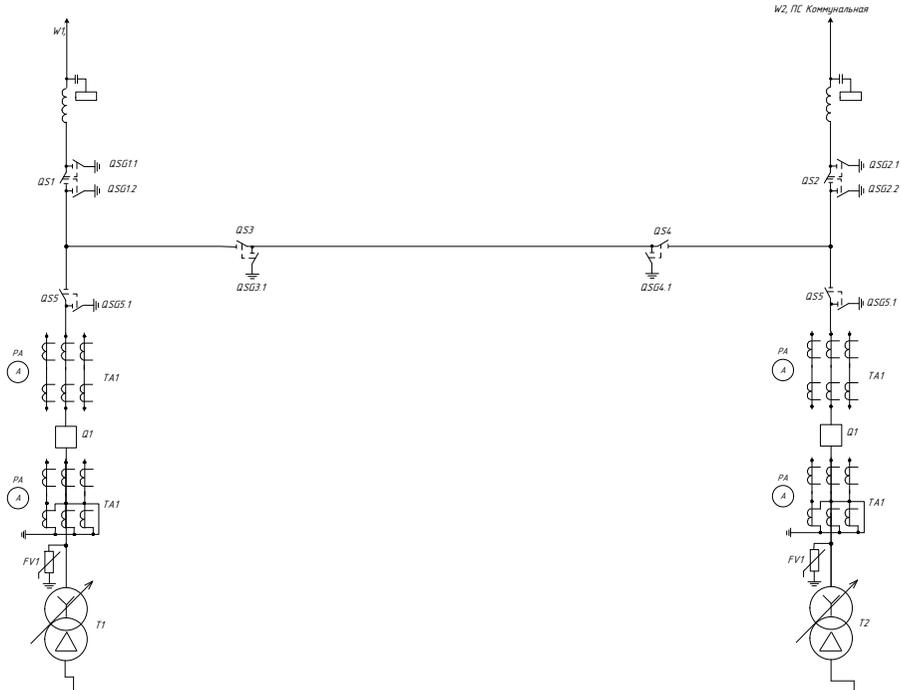
Рассчитано: система электрооборудования

Бюджетное учреждение «Сельскохозяйственное предприятие с. Дубовое»

Акт № 2р.44.204



АС-120
Оборудование ВЧ связи
РДЗ-2-35/1000
РДЗ-2-35/1000
ТФЗ ЭМ 35 У-1
ВВК-35Б 20/1000 У-1
ТФЗ ЭМ 35 У-1
ОПН-ПТ-/35/40,5/ 10/3УХЛ1
Т-1 ТМ-2500/35 ПБВ 35х2х2,5%
Т-2 ТМ-2500/35 ПБВ 35х2х2,5%

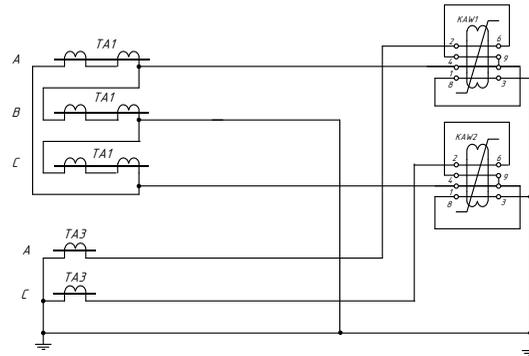
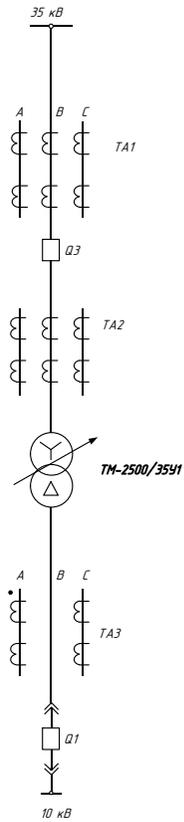


№ шкафа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СШ-10 кВ	1 секция								2 секция						
КРУН-10 кВ															
Назначение	ТПЛК-10 150/5	ТПЛК-10 200/5	ТПЛК-10 75/5	ТМ-25/10	ТПЛК-10 75/5	ТПЛК-10 200/5	НАМИ-10	Секционный выключатель		ТПЛК-10 100/5	ТПЛК-10 75/5	ТМ-25/10	ТПЛК-10 100/5	ТАДТМ-30/10	НАМИ-10
Выключатель, предохранитель		ВВ/TEL	ВВ/TEL	ПКТ-10	ВВ/TEL	ВВ/TEL	ПКТ-10	ВВ/TEL		ВВ/TEL	ВВ/TEL	ПКТ-10	ВВ/TEL	ВВ/TEL	ПКТ-10
ТТ, ТН		ТОЛ-10-1-У2 30/5	ТОЛ-10-1-У2 30/5	ТОЛ-10-1-У2	ТОЛ-10-1-У2	ТОЛ-10-1-У2	НАМИ-10-У2	ТОЛ-10-1-У2		ТОЛ-10-1-У2 150/5	ТОЛ-10-1-У2 300/5	ТОЛ-10-1-У3	ТОЛ-10-1-У2 50/5	ТОЛ-10-1-У2	НАМИ-10-У2

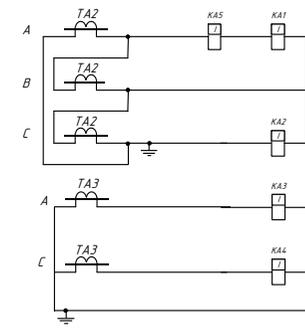
ВКР 14.102.13.03.02 СК			
Лист	№ документа	Лист	Листов
Рисовый	Технический	1	1
Проект	Проектный	Лист 2	Листов 8
Разработчик	Исполнитель	Листов 8	
И. Козлов	Резниченко А.Г.	АИФЭ	
Технадзор	Соболь И.В.	Кафедра энергетики	

Однolineйная схема подстанции «Дубовая» 35/10 кВ

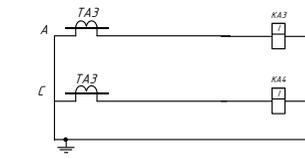
Разработчик системы электроснабжения: Инженерное бюро «Академия Энергия», г. Екатеринбург, ул. Мухоморова, д. 10



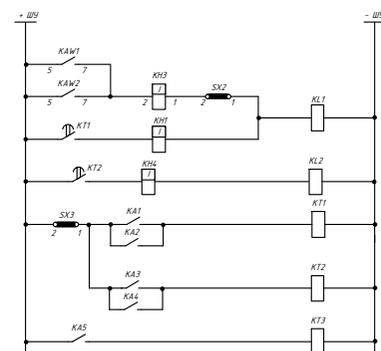
Токовые цепи
дифференциальной
токовой
защиты



Токовые цепи
максимальной
защиты и защиты
от перегрузки
на стороне 35 кВ



Токовые цепи
максимальной
токовой
защиты
на стороне 10 кВ



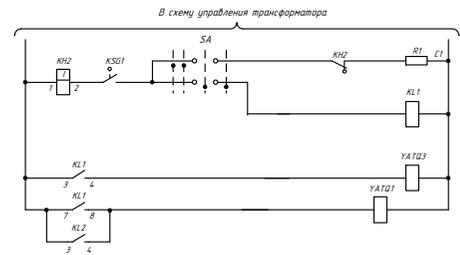
Дифференциальная
защита

Выходные
промежуточные
реле

Максимальная
токовая
защита на
стороне 35 кВ

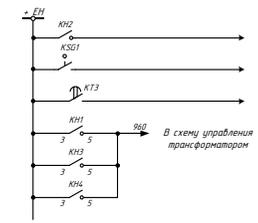
Максимальная
токовая
защита на
стороне 10 кВ

Защита от
перегрузки



В схему управления трансформатора

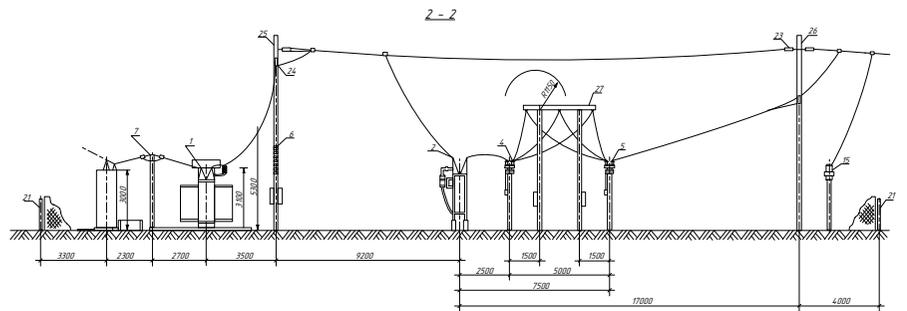
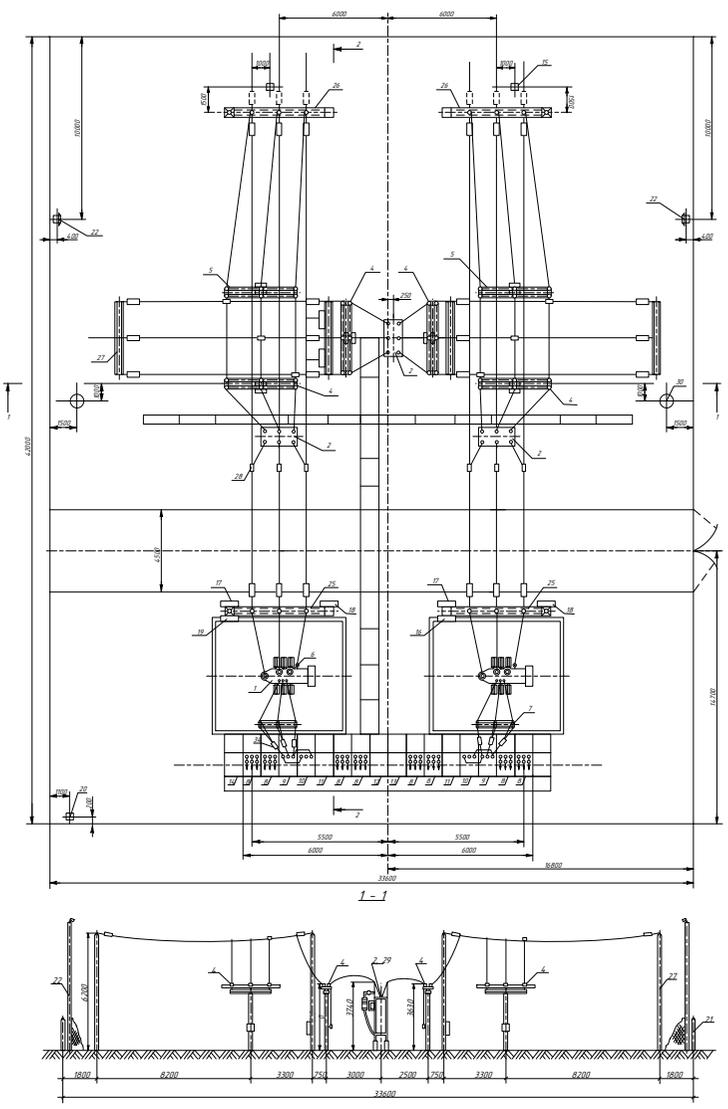
Цепи газовой защиты
Q3 Цепи отключения выключателя



Газовая защита
Перегрузка
Сигнал "Ближе не поднять"

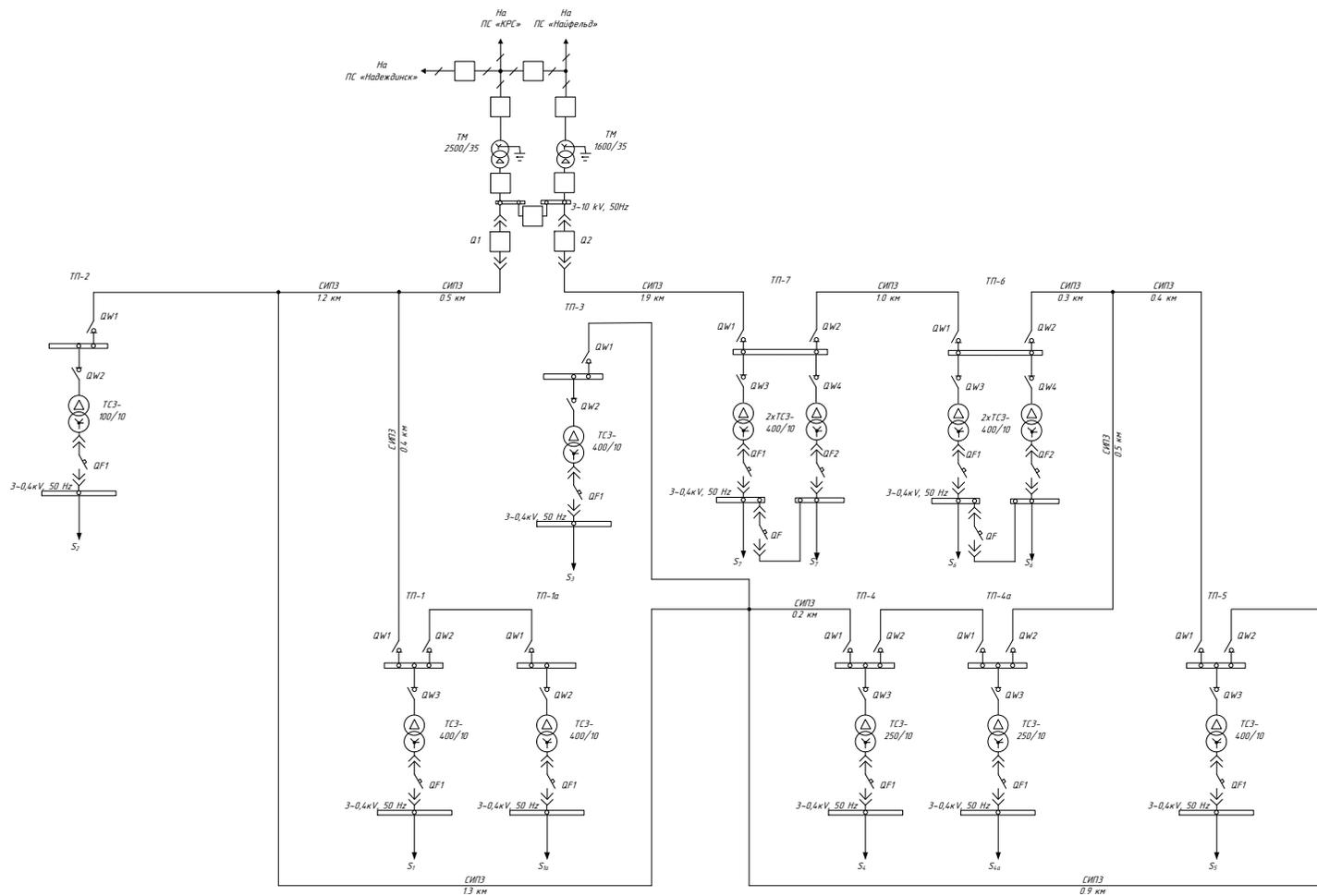
ВКР 144.102.13.03.02.СХ			
Изм.	Дата	№ документа	Подпись
Разработчик	Дата	Принятый	Дата
Проверен	Дата	Принятый	Дата
Т. мастер	Дата	Принятый	Дата
Н. мастер	Дата	Принятый	Дата
Исполн	Дата	Принятый	Дата
Изм	Дата	Принятый	Дата

ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА
Лист 4 из 4



№ оборудования	Наименование	Кол	Примечание
Оборудование			
1	Установка силового трансформатора	2	ТМН-1000/35
2	Установка элегазового выключателя	1	ВББЭП-35/630
3	Узел установки разъединков	6	РВС-35
4	Узел установки разъединителей	4	РНД3-Р-35/1000
5	Узел установки разъединителей	2	РНД3-2-35-1000
6	Узел установки изолятора на трансформаторе	2	ОИО-35-500
7	Узел установки изоляторов и разъединков 10, 35 кВ	6/6	КС35/РВС-35
8	Шкаф отходящей линии	8	-
9	Шкаф ввода	2	-
10	Шкаф трансформатора собственных нужд	2	-
11	Шкаф трансформатора напряжения	2	-
12	Шкаф секционного выключателя	1	-
13	Шкаф секционного разъединителя	1	-
14	Шкаф связи и телемеханики	1	ЯТС-66
15	Узел установки аппаратуры обработки ВЛ 35кВ для в.ч. связи	2	-
16	Узел установки релейного шкафа	1	РШ-XI
17	Узел установки релейного шкафа	2	РШ-XII
18	Узел установки релейного шкафа	2	РШ-XVI
19	Узел установки релейного шкафа	1	РШ-XVII
20	Шкаф противопожарного и эксплуатационного инвентаря	1	-
21	Наружная ограда	1	-
22	Узел установки светильников	2	-
23	Гирлянда накатная изоляторов	24	4хПС-65
24	Гирлянда изоляторов поддерживающая	12	4хПС-65
25	Узел установки трансформаторного портала	2	-
26	Узел установки линейного портала	2	-
27	Узел установки шинных порталов	4	-
28	Заким ответственный	12	ОА-120-1
29	Заким ответственный	6	ОА-95-1
30	Молниезащита	2	-

ВКР 14.4.02.13.03.02.СХ			
Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разработчик	Исполнитель	Проверенный	Утвержденный
Лист	Кол-во	Дата	Исполнитель
Исполнитель	Проверенный	Утвержденный	Дата
Генеральный план с разрезами подстанции 35/10 кВ «Дубовое»			
Масштаб		1:100	
Проектная организация: ООО «Волгоградский филиал ПАО «Россети Юг» Инженер: А.Г. Рогов Проверенный: И.В. Савин			
Лист		1	
Издание		1	
АнУ зр 442084			



ВКР 14.02.13.03.02.СХ					
Имя	Лист	№ докум.	Листов	Дата	
Проект	1	1	1	1	1
Проектировщик	Листов	ЛП			
Технический руководитель					
Листов	Листов	Л1			
Стаж	Стаж	НБ			
Одноконтурная схема электроснабжения села Дубовое					
Реконструкция системы электроснабжения Водоблагодатного района Еланский областного округа с целью повышения надежности электроснабжения населения					
АИГЧ пр. 44.2084					