

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения в районе бухты Фёдорова
города Владивосток

Исполнитель

студент группы 342-зсб2

подпись, дата

П.В. Панов

Руководитель

профессор, д.т.н.

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Панова Петра Викторовича

_____ 1.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения в районе бухты Фёдорова города Владивосток

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 с, 7 рисунков, 40 таблиц, 7 приложений, 23 источника.

КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

В выпускной квалификационной работе разработана система электроснабжения объектов многофункционального комплекса «Аквамарин», в связи с началом строительства объектов комплекса в районе бухты Федорова. Проектируемая система электроснабжения обеспечивает требуемую пропускную способность, надёжность электроснабжения, а так же бесперебойность подачи электроэнергии. По окончании расчёта определены технико-экономические показатели системы электроснабжения.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Общая характеристика района проектирования	8
1.1 Характеристика объекта электроснабжения	8
1.2 Характеристика рассматриваемого района электроснабжения	10
2 Проектирование системы внутреннего электроснабжения	12
2.1 Нагрузка жилых зданий	12
2.2 Нагрузка общественных зданий	17
2.3 Нагрузки освещения улиц	20
2.4 Определение места расположения ТП 10/0,4 кВ	21
2.5 Нагрузки фидеров 0,4 кВ	21
2.6 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	27
2.7 Выбор аппаратов и кабелей 0,4 кВ	29
2.7.1 Предохранители 0,4 кВ	29
2.7.2 Автоматические выключатели 0,4 кВ	30
2.8 Кабели 0,4 кВ	31
3 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	33
3.1 Компенсация реактивной мощности на ТП	35
4 Расчёт токов короткого замыкания	37
5 Проверка аппаратов и кабелей 0,4 кВ	43
5.1 Проверка предохранителей 0,4 кВ	43
5.2 Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ	44
5.3 Проверка кабелей 0,4 кВ	45
6 Проектирование системы наружного электроснабжения	48
6.1 Приведенная нагрузка на ТП	48
6.2 Выбор аппаратов и кабелей 10 кВ	50
6.3 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ	52
6.4 Выключатели нагрузки 10 кВ	54

6.5 Трансформаторы тока 10 кВ	55
6.6 Проверка аппаратов и кабелей 10 кВ	55
6.6.1 Проверка кабелей 10 кВ	55
6.6.2 Проверка выключателей нагрузки 10 кВ	57
7 Компенсация реактивной мощности на ПС	58
7.1 Компенсация емкостных токов	59
8 Выбор оборудования 10 кВ	60
8.1 Выбор КРУ	60
8.2 Оборудование КРУ	62
8.2.1 Выбор выключателей	62
8.2.2 Выбор трансформаторов тока	64
8.2.3 Выбор трансформатора напряжения	67
9 Расчёт надёжности сети 10 кВ	70
10 Релейная защита и автоматика	79
10.1 Виды защиты трансформаторов	79
10.2 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ	80
10.3 Устройства автоматического включения резерва	87
11 Выбор и проверка заземления и молниезащиты ТП	88
12 Техника безопасности	94
Заключение	98
Список использованных источников	99
Приложение А. Алгоритм расчёта надёжности сети 10 кВ	101
Приложение Б	105
Приложение В	106
Приложение Г	107
Приложение Д	108
Приложение Е	109
Приложение Ж	110

ВВЕДЕНИЕ

Уровень развития энергетики и электрификации, как известно, в наиболее обобщенном виде отражает технико-экономический потенциал любой страны [1].

Электрификация играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства России, является стержнем строительства экономики нашего общества.

В настоящее время электроэнергия имеет однозначное применение в приборах жилищно-коммунального хозяйства, в электрификации городского транспорта, насосных установок предприятий. Водопроводно-канализационного хозяйства и других технологических потребителей. Это обусловлено тем, что на современном уровне техники использование других энергоносителей невозможно или экономически нецелесообразно.

Для городов характерен непрерывный рост электропотребления, что требует систематического развития электрических сетей. Рост электропотребления связан не только с увеличением количества жителей и развитием промышленности, но и так же с непрерывной потребности электрической энергии во все сферах жизнедеятельности населения. Растет расход электрической энергии на бытовые нужды и коммунальное хозяйство городов. С ростом потребности в электрической энергии увеличиваются требования к надежности электроснабжения, обеспечение которых связано с относительно большими, но оправданными капитальными вложениями в развитие электрических сетей. Электрификация народного хозяйства России развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических машин и аппаратов, линий электропередач, разнообразного электротехнологического оборудования, средств автоматики и телемеханики.

При проектировании и эксплуатации электрических установок, электрических станций, подстанций и систем требуется предварительно произвести ряд расчетов, направленных на решение многих технических вопросов и задач, таких как:

а) сопоставление, оценка и выбор схемы электрических соединений станций и подстанций;

б) выявление условий работы потребителей при аварийных режимах;

в) выбор аппаратов и проводников, их проверка по условиям работы при коротких замыканиях;

г) проектирование и настройка устройств релейной защиты и автоматики.

Для электроснабжения потребителей комплекса «Аквамарин» в районе бухты Фёдорова необходимо спроектировать сети 10-0,4 кВ и трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ. Для этого необходимо:

1. Рассчитать нагрузку в сети 10-0,4 кВ
2. Выбрать оборудование, проверить по стойкости к токам КЗ
3. Выбрать уставки средств РЗиА
4. Рассчитать надёжность сети 10 кВ
5. Рассчитать молниезащиту и заземление ТП
6. Рассмотреть меры безопасности при эксплуатации сети 0,4-10 кВ.

При проектировании использовались ПЭВМ и следующие лицензионные программные продукты:

- MS Office Word 2007;
- MS Office Excel 2007;
- MS Visio 2007;
- Mathcad 2007.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика объекта электроснабжения

Сооружаемый комплекс в бухте Фёдорова состоит из 4-х двухсекционных жилых домов по 36 этажей (блок 1, 2 4, 5, 6, 7, 8, 9) и одного точечного жилого дома – 48 этажей (блок 3). Кроме того предусмотрена стилобатная часть и встроенные помещения общественного назначения.

Общая площадь комплекса 364712 м²; Площадь застройки – 31844 м²;

Общая площадь жилых зданий – 241144 м²;

Общая площадь а/парковки на 2250 м/мест – 91600 м²;

Общая площадь общественной части - 31968 м².

Проезд пожарных подразделений к жилым домам осуществляется с северо-востока (ул. Арсеньева) на эксплуатируемую кровлю по пандусу. Проезд пожарных машин обеспечен со всех сторон жилых зданий, в том числе к основным эвакуационным выходам из зданий и к выходам, ведущим к лифтам для пожарных подразделений. На территории эксплуатируемой кровли (придомовой территории) предусмотрены кольцевые проезды, и тупиковые проезды с разворотными площадками. За отметку 0.000 принята отметка вестибюля жилых домов, что соответствует абсолютной отметке 20.700. Ниже отм. 0.000 располагается многоярусная парковка, торговые, офисные помещения, предприятия досуга и общественного питания. Стилобатная часть комплекса разрезается пешеходной и автомобильной улицей, концепция «каньона». На отм. 0.000 на эксплуатируемой крыше располагаются бассейн, детские и хозяйственные площадки, мини-гольф клуб, искусственная река, зоны отдыха и т.п. Жилые дома разделены на блоки. Каждый блок высотных зданий оснащен двумя незадымляемыми лестничными клетками типа Н2 с выходом из них на этаж через тамбур шлюз с подпором воздуха при пожаре. Выходы из лестничных клеток предусматриваются через вестибюль на 1ом этаже жилых домов, с возможностью выполнения этих выходов непосредственно наружу. Жилые блоки обес-

печены четырьмя лифтами, в том числе работающих в режиме «перевозка пожарных подразделений», в общем для лифтов лифтовом холле, с возможностью устройства лифтов для пожарных подразделений в отдельном от других лифтов лифтовом холле с выходом наружу не через общий вестибюль. В каждом жилом блоке и, соответственно, в каждом пожарном отсеке автопарковки имеются общие для всех этажей шахты лифтов, имеющие режим работы - «перевозка пожарных подразделений», с выполнением на этажах автопарковки двойного шлюзования с подпором воздуха в оба шлюза и устройством дренчерной завесы над проемом со стороны автопарковки с автоматическим пуском. При невозможности устройства общих шахт лифтов, соединяющих этажи автопарковки со всеми этажами жилых блоков, будет предусмотрен отдельно расположенный лифт в режиме работы - «перевозка пожарных подразделений», с этажей автопарковки до вестибюля на первом этаже без его продолжения на вышележащие жилые этажи.

5-ти этажная автопарковка расположенная в стилобатной части жилого комплекса, вмещает до 2250 машино/мест. Въезды и выезды с этажей автопарковки осуществляется по двум двухпутным рампам, изолированными от помещений для хранения автомобилей противопожарными преградами (стенами) с въездом через тамбур шлюзы с подпором воздуха при пожаре. Площади этажей автопарковки разделены пожарными отсеками, не более 3000 м² каждый, противопожарными стенами и перекрытиями 1-го типа. В каждом пожарном отсеке на этаже автопарковки предусмотрен въезд на двухпутную рампу через тамбур шлюз с подпором воздуха. В качестве второго выезда-въезда предусмотрены ворота 1-го типа через смежный отсек, при устройстве дренчерной завесы с автопуском при пожаре. С каждого этажа пожарного отсека автопарковки предусмотрены эвакуационные выходы по лестничным клеткам вверх на эксплуатируемую кровлю через поэтажные тамбур шлюзы с подпором воздуха при пожаре. Для осуществления связи между автопарковкой и торговым центром предусмотрены переходы с выходом в холл торгового центра (кроме 1-го этажа) и устройством на этажах автопарковки тамбур шлюзов с подпором воз-

духа при пожаре. Часть стилобата, используется для коммерческих целей, состоит из предприятий розничной торговли и предприятий общественного питания, в свою очередь, поделённых на два независимых центра. Стилобат ограничен с одной стороны существующей дорогой местного значения, идущей вдоль береговой линии бухты Федорова, с другой - внутренней «автомобильной улицей», пересекающей стилобат с востока на запад. Стилобат занимает, примерно, одну третью часть площади всего квартала. Запроектирован в три уровня, объединённых открытым пространством с автоматическими эскалаторами (группа торгового центра), и открытым пространством с лестницами (группа кафе), обеспечивающими главную поэтажную вертикальную связь. Дополнительно, «атриум» супермаркетов, объединяет в единое целое выходы на набережную бухты, с выходами на верхнюю многоступенчатую эко-террасу, далее, через воздушные переходы, с выходами на многоуровневую автопарковку. Что обеспечивает гладкое и разнообразное пешеходное передвижение во всей стилобатной части комплекса, отделяя обстановку торговли и сферы отдыха от уединения и покоя жилой зоны.

1.2 Характеристика рассматриваемого района электроснабжения

Участок под строительство объекта: «Многофункциональный комплекс «Аквамарин» в районе бухты Федорова в г. Владивостоке» расположен в центральной части г. Владивостока в окружении исторической застройки на берегу Амурского залива. Площадь участка – 37516 м². Южная часть участка расположена в низине, северная – на возвышенности, дорога пролегает по границе участка, перепад отметок составляет приблизительно 12 м, (рисунок 1).



Рисунок 1 – Географическое расположение района застройки

Климат относится к муссонному. Характерные особенности климата – устойчивые муссонные ветры, неравномерное распределение осадков, периодические циклоны, частые туманы. В дневное время температура воздуха поднимается до 20.5°C , а в августе - до 23.5°C . К концу лета начинается рост числа ясных дней. Сентябрь по температурному режиму в дневное время близок к июлю и на $3 - 3.5^{\circ}\text{C}$ теплее июня, а октябрь аналогичен маю.

Зима характеризуется большой продолжительностью (4 – 4,5 мес.) и сравнительно низкими для этих широт температурными условиями. Зимний тип погоды с ноября по март формируется под воздействием двух барических центров – азиатского антициклона и алеутской депрессии. В этот период наблюдается сухая, малооблачная погода, сопровождающаяся сильными северными ветрами. Сильные морозы обусловлены притоком холодного континентального воздуха с севера. Месячная температура воздуха в январе составляет соответственно $-11,3^{\circ}\text{C}$, $-10,3^{\circ}\text{C}$, $-11,7^{\circ}\text{C}$.

Смена северных и южных ветров в холодную половину года вызывает потепления, а в теплую, наоборот – похолодания. Наиболее резкие колебания температуры воздуха происходят во время мощных вторжений воздушных масс при прохождении глубоких циклонов.

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Нагрузка жилых зданий

В соответствии с [2], в жилых зданиях, помимо силовой нагрузки электроприёмников квартир (линии от ввода в помещение), необходимо учитывать нагрузку электроприемников общедомового назначения (лифты, насосы, домофоны, блоки питания кабельного телевидения, интернета, противопожарных систем, общедомовое освещение, системы вентиляции, питающиеся от ввода в здание).

Расчётная электрическая нагрузка квартир принимается в зависимости от числа квартир в доме, [2]. Коэффициент участия силовой нагрузки в максимуме нагрузки квартир указан в [2]. Таким образом, для примера, по объекту 1 на плане определяем характеристику:

Кирпичный жилой дом, 576 кв., 3 подъезда, встроенный детский сад на 140 мест.

Мощность лифтовых установок определяется по формуле $P_{л}$:

$$P_{л} = k'_c \sum_1^n P_{ли}, \quad (1)$$

$$P_{л} = 0,7 \cdot 4 \cdot 30 = 84 \text{ кВт},$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок, по таблице 2.1.2 принимается 0,7 [2];

n - количество лифтовых установок;

$P_{ли}$ - установленная мощность электродвигателя лифта, [6], кВт.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения $P_{нас}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса k_c :

$$P_{нас} = k'' \sum_1^n P_{нас}, \quad (2)$$

$$P_{нас} = 0,9 \cdot 3 \cdot 50 = 135 \text{ кВт},$$

где k'' - коэффициент спроса санитарно-технических устройств, по таблице 2.1.3 принимается 0,9;

n - количество санитарно-технических устройств;

$P_{нас}$ - установленная мощность насосов, [7], кВт.

Расчётная силовая нагрузка:

$$P_c = P_{нас} + P_l, \quad (3)$$

$$P_c = 135 + 84 = 219 \text{ кВт}.$$

Составляем таблицу 1 с нагрузкой жилых домов района.

Таблица 1 – Нагрузка жилых домов района

Объект	№ на листе	кол-во кв	Руд, кВт/уе	N _{лифт}	P _{лифт} , кВт	K _с лифт	N _{насос}	P _{насос} , кВт	K _с насос	P _{силЭП} , кВт	K _у
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Точечный жилой дом 48 эт	1	576	1,67	4	30	0,7	3	50	0,9	219	0,9
Секционный жилой дом 36 эт	2	432	1,7	4	30	0,7	3	50	0,9	219	0,9
Секционный жилой дом 36 эт	3,4	432	1,7	4	30	0,7	3	50	0,9	219	0,9
Секционный жилой дом 36 эт	5	432	1,7	4	30	0,7	3	50	0,9	219	0,9
Панельный жилой дом 10 эт	6	80	2,4	2	12,5	0,8	2	15	1	50	0,9
Панельный жилой дом 10 эт	7	80	2,4	2	12,5	0,8	2	15	1	50	0,9
Панельный жилой дом 10 эт	8	80	2,4	2	12,5	0,8	2	15	1	50	0,9
Панельный жилой дом 10 эт	9	80	2,4	2	12,5	0,8	2	15	1	50	0,9
Точечный жилой дом 48 эт	1	576	1,67	4	30	0,7	3	50	0,9	219	0,9
Секционный жилой дом 36 эт	2	432	1,7	4	30	0,7	3	50	0,9	219	0,9

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Секционный жилой дом 36 эт	3,4	432	1,7	4	30	0,7	3	50	0,9	219	0,9
Секционный жилой дом 36 эт	5	432	1,7	4	30	0,7	3	50	0,9	219	0,9
Панельный жилой дом 10 эт	6	80	2,4	2	12,5	0,8	2	15	1	50	0,9
Панельный жилой дом 10 эт	7	80	2,4	2	12,5	0,8	2	15	1	50	0,9
Панельный жилой дом 10 эт	8	80	2,4	2	12,5	0,8	2	15	1	50	0,9
Панельный жилой дом 10 эт	9	80	2,4	2	12,5	0,8	2	15	1	50	0,9

Совместно с питанием основных и силовых электроприёмников от ввода 0,4 кВ в здание, к вводу подключаются электроприёмники встраиваемых объектов таких как, магазины, парикмахерские, столовые, офисные помещения. Данные потребители по [2] учитываются с помощью коэффициентов участия в максимуме нагрузки основного потребителя.

Расчётную мощность объектов принимаем по [2], в зависимости от количества удельных единиц. Информация по встроенным объектам показывается в таблице 2.

Таблица 2 – Встроенные объекты жилых домов района

Объект	№ на листе	Встроенные электроприёмники	условные единицы	кол-во условных единиц	Мощность, кВт/ условные единицы	Ky
1	2	3	4	5	6	7
Точечный жилой дом 48 эт	1	Детский сад	мест	140	0,46	0,4
Секционный жилой дом 36 эт	2	продовольственный магазин	м ²	2000	0,25	0,6
Секционный жилой дом 36 эт	3,4	офисные помещения	м ²	4000	0,054	0,6
Секционный жилой дом 36 эт	5	непродовольственный магазин	м ²	2000	0,16	0,6
Панельный жилой дом 10 эт	6	офисные помещения	м ²	150	0,054	0,6
Панельный жилой дом 10 эт	7	офисные помещения	м ²	250	0,054	0,6
Панельный жилой дом 10 эт	8	продовольственный магазин	м ²	100	0,25	0,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Панельный жилой дом 10 эт	9	офисные помещения	м ²	400	0,054	0,6
Точечный жилой дом 48 эт	1	Детский сад	мест	140	0,46	0,4
Секционный жилой дом 36 эт	2	продовольственный магазин	м ²	2000	0,25	0,6
Секционный жилой дом 36 эт	3,4	офисные помещения	м ²	4000	0,054	0,6
Секционный жилой дом 36 эт	5	непродовольственный магазин	м ²	2000	0,16	0,6
Панельный жилой дом 10 эт	6	офисные помещения	м ²	150	0,054	0,6
Панельный жилой дом 10 эт	7	офисные помещения	м ²	250	0,054	0,6
Панельный жилой дом 10 эт	8	продовольственный магазин	м ²	100	0,25	0,6
Панельный жилой дом 10 эт	9	офисные помещения	м ²	400	0,054	0,6

Таким образом, собрана вся необходимая информация для определения нагрузки, приведенной к вводу в здание 0,4 кВ (расчётная нагрузка).

Нагрузка квартир объекта №1 $P_{кв}$:

$$P_{кв} = P_{кв. уд.} \cdot n, \quad (4)$$

$$P_{кв} = 1,67 \cdot 576 = 962 \text{ кВт},$$

где $P_{кв. уд.}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, зависит от числа квартир в здании, кВт/кв;

n – количество квартир.

Нагрузка жилого дома без встроенных потребителей $P_{р.ж.д.}$:

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (5)$$

$$P_{р.ж.д.} = 962 + 0,9 \cdot (219) = 1159,1 \text{ кВт},$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт;

P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

Нагрузка жилого дома с встроенными потребителями $P_{р.ж.д.общ}$:

$$P_{р.ж.д.общ} = P_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} P_{зДi}, \quad (6)$$

$$P_{р.ж.д.общ} = 1159,1 + 0,4 \cdot 64,4 = 1184,8 \text{ кВт},$$

где $P_{зд.мах}$ - наибольшая нагрузка из числа имеющихся абонентов, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок помещений или квартир и силовых электроприемников, [2];

$P_{зДi}$ - расчетные нагрузки остальных абонентов.

Из встроенных потребителей присутствует детский сад на 140 мест.

Расчётная нагрузка детского сада:

$$P_{\text{маг}} = P_{\text{маг. уд.}} \cdot N, \quad (7)$$

$$P_{\text{маг}} = 140 \cdot 0,46 = 64,4 \text{ кВт},$$

где $P_{\text{маг. уд}}$ – удельная расчётная нагрузка, [2], кВт;

N – количество мест детского сада.

Расчётная реактивная мощность находится через коэффициент мощности:

$$Q_{р.ж.д} = P_{р.ж.д} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (8)$$

$$Q_{р.ж.д} = 1184,8 \cdot 0,2 = 238,2 \text{ кВАр},$$

где $\text{tg} \varphi$ - коэффициент мощности, принимаем по [2].

Для всех жилых домов расчёт нагрузки ведётся аналогично, результаты сведём в таблицу 3.

Таблица 3 - Расчётная нагрузка жилых домов

Объект	№ на листе	cosφ	Расчётная нагрузка на вводе		
			Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА
Точечный жилой дом 48 эт	1	0,98	1184,8	238,2	1208
Секционный жилой дом 36 эт	2	0,98	1231,5	247,6	1256
Секционный жилой дом 36 эт	3,4	0,98	1061,1	213,3	1082
Секционный жилой дом 36 эт	5	0,98	1123,5	225,8	1146
Панельный жилой дом 10 эт	6	0,98	241,9	48,6	247
Панельный жилой дом 10 эт	7	0,98	245,1	49,3	250
Панельный жилой дом 10 эт	8	0,98	252,0	50,7	257
Панельный жилой дом 10 эт	9	0,98	250,0	50,2	255

2.2 Нагрузка общественных зданий

Общественными являются следующие здания, проектирование электропитания которых проводится в дипломном проекте: оздоровительно-развлекательный центр, культурно-развлекательный центр, Мол, КНС, административный комплекс, парковка (115 маш./ мест), многофункциональный гостиничный комплекс курортного типа, гостиница «Амурский залив», торговый переход (рисунок 2).



Рисунок 2 – Общественные здания на района застройки

Исходные данные для расчета суммарной нагрузки общественных зданий сведем в таблицу 4.

Таблица 4 - Данные по общественным зданиям

Объект	№ на листе	Основная нагрузка			Встроенные электроприёмники				
		у.е.	кол-во уд ед. осн ЭП	Р на у. е.	Встроенные электроприёмники	Уд. ед. электроприёмников	кол-во уд ед. электроприёмников	Мощность на у. е.	Ку встроенных электроприёмников
Автопарковка	10	мест	2250	0,3					
Гостиница "Амурский залив"	11	мест	800	0,46	ресторан	мест	200	0,86	0,8
Многофункциональный гостиничный комплекс курортного типа	12	мест	1000	0,36					
Административное здание	13	м ²	2000	0,054					
Культурно-развлекательный центр	14	мест	1000	0,46					
Административное здание	15	м ²	8000	0,054					
Оздоровительно-развлекательный центр	16	мест	1000	0,36					
Торговый центр	17	м ²	1500	0,16					
Кафе	18	мест	250	0,81					
Школа	19	мест	600	0,25					
Супермаркет	20	м ²	1200	0,2					
Кинотеатр	21	мест	500	0,14					

Электрические нагрузки общественных зданий считаются по формуле (9).
В качестве удельной единицы принимаем количество мест.

$$P_{зд} = P_{уд} \cdot n_{мест}, \quad (9)$$

где $n_{мест}$ - количество мест;

$P_{уд}$ - удельная нагрузка кВт/место.

Для определения расчётной реактивной мощности пользуемся следующей формулой:

$$Q_{зд} = P_{зд} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (10)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, принимаем по [1].

При наличии дополнительной нагрузки на здание расчетная электрическая нагрузка на вводе в здания, $P_{\text{расч.общ}}$, определяется по формуле, кВт:

$$P_{\text{расч.общ}} = P_{\text{зд.}} + \sum_1^n k_{yi} P_{\text{зди}}, \quad (11)$$

где k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок помещений или квартир и силовых электроприемников [1];

$P_{\text{зди}}$, - расчетные нагрузки остальных абонентов, кВт:

Для примера определим суммарную расчетную нагрузку гостиницы «Амурский залив» №11.

$$P_{\text{зд}} = 0,46 \cdot 800 = 368 \text{ кВт.}$$

Дополнительной нагрузкой для данного объекта электроснабжения является ресторан.

$$P_{\text{расч.общ}} = P_{\text{зд.}} + k_y \cdot P_{\text{зд.дон}} = P_{\text{зд.}} + k_y \cdot P_{\text{уд.дон}} \cdot n_{\text{мест}}$$

$$P_{\text{расч.общ}} = 368 + 200 \cdot 0,86 \cdot 0,8 = 505,6 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{расч.общ}} = P_{\text{расч.общ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi = P_{\text{расч.общ}} \cdot \frac{\sqrt{1 - (\cos \varphi)^2}}{(\cos \varphi)^2},$$

$$Q_{\text{расч.общ}} = 505,6 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,85^2}}{0,85^2} = 288,9 \text{ кВт.}$$

Полная расчетная нагрузка на вводе:

$$S_{\text{расч.общ.}} = \sqrt{505,6^2 - 288,9^2} = 582 \text{ кВт.}$$

Результаты расчёта нагрузок общественных зданий сведём в таблицу 5.

Таблица 5– Расчётные нагрузки общественных зданий

Объект	№ на листе	Расчётная нагрузка на вводе			Коэффициент мощности $\cos\phi$	Категория по надёжности
		Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА		
Автопарковка	10	675,0	135,7	689	0,98	3
Гостиница "Амурский залив"	11	505,6	288,9	582	0,85	2
Многофункциональный гостиничный комплекс курортного типа	12	360	147,1	389	0,92	1,2
Административное здание	13	108	57,1	122	0,87	2
Культурно-развлекательный центр	14	460	188,0	497	0,92	2
Административное здание	15	432	228,4	489	0,87	3
Оздоровительно-развлекательный центр	16	360	147,1	389	0,92	1,2
Торговый центр	17	240	126,9	271	0,87	2
Кафе	18	202,5	64,9	213	0,95	2
Школа	19	150	48,1	158	0,95	2
Супермаркет	20	240	137,1	276	0,85	3
Кинотеатр	21	70	28,6	76	0,92	2,3

2.3 Нагрузки освещения улиц

Воспользуемся оценочным методом расчёта нагрузки освещения улиц, учитывая рекомендации [1]:

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{осв.уд}} \cdot l, \quad (12)$$

где $P_{\text{осв.уд}}$ – удельная мощность, для освещения улиц принимаем 10 кВт/км;

l – длина, км.

Нагрузку освещения улиц учитываем при определении нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ.

2.4 Определение места расположения ТП 10/0,4 кВ

Для удобства обслуживания и ремонтов целесообразно размещать ТП в непосредственной близости от здания и сооружений с наибольшей нагрузкой, где будет прокладываться кабель 10 кВ. Расположения ТП представлены на первом листе графической части.

2.5 Нагрузки фидеров 0,4 кВ

По категории надежности в проекте преобладают потребители второй категории, поэтому потребителей второй категории запитаем от кабельной резервируемой линией, подключаемой к разной секции шин 0,4 кВ ТП, при условии, что ТП запитана от разных секций шин ЦП. Наиболее рациональными схемами питания потребителей сети 0,4 кВ, будет петлевая схема соединения и радиальная.

Согласно [2] выбор электрических кабелей осуществляется по нагреву, экономической плотности тока и по условиям короны. Если сечение проводника, определенное по этим условиям, получается меньше сечения, требуемого по другим условиям (термическая и электродинамическая стойкость при токах КЗ, потери и отклонения напряжения, механическая прочность, защита от перегрузки), то должно приниматься наибольшее сечение, требуемое этими условиями.

Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т.п.

Расчёт потоков мощности распределительной сети 0,4 кВ.

Выбирается необходимое количество линий для питания потребителей. При этом учитываем, что мощность должна распределяется (по возможности) равномерно, чтобы обеспечить схеме большую гибкость при оперативных переключениях.

Так как представленный район будет являться частью города, то линии электропередач производятся кабелем. Кабельные линии по возможности, не

прокладываются под проезжей частью. Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при питании потребителей общественных зданий (помещений), $P_{р.л}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.л} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} P_{зДi}, \quad (13)$$

где $P_{зд.маx}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии;

$P_{зДi}$ - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий по таблице 2.3.1. [1].

Для примера рассматривается выбор линии 0,4 кВ запитанной от ТП 1. На рисунке 3 показано расположение потребителей 0,4 кВ с нагрузкой и схемой их питания.

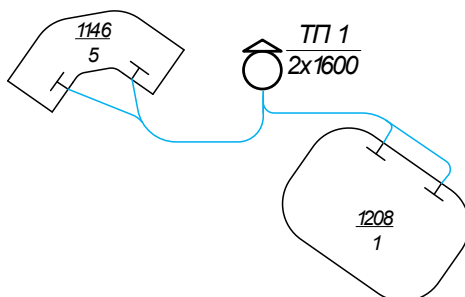


Рисунок 3- План подключения потребителей

Активная и реактивная нагрузка линии от ТП-1 до «Гостиницы 5*», определяется по формуле 6, данные из таблицы 2. В схеме подключения видно, что «Гостиница 5*» (№12) напрямую запитана от ТП-9.

Рассчитываем нагрузку жилого дома №1.

$$P_{р.л} = P_1 = 1184,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.л} = Q_1 = 238,2 \text{ кВар}.$$

Полная расчётная мощность:

$$S_{p.l} = \sqrt{1184,8^2 + 238,2^2} = 1208 \text{ кВА.}$$

$$S_{p.l} = \sqrt{P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2},$$

Результат расчета в таблице 2.

Так как проектируемый район с большим количеством грунтовых вод и согласно [1], потребитель ТП-1 жилой дом №1 относится к первой и второй категории, то в качестве питания потребителей и трансформаторных подстанций используется кабель марки АВВГ.

Выбор сечения кабеля осуществляется по расчётному току нагрузки. Ток нагрузки не должен превышать длительно допустимый ток кабеля (справочная величина). Однако для выбранного сечения кабеля это не всегда будет достаточно, поскольку необходимо учитывать условия прокладки кабеля и количество параллельно проложенных кабелей.

Поэтому к установке принимается кабель с длительно расчётным током равным:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (14)$$

где $I_{дл.доп}$ - длительно допустимый, по условиям нагрева, ток кабеля;

K_1 - поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1;

K_2 - коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

Для кабелей АВВГ $K_2 = 1,3$.

Выбранное сечение кабеля необходимо проверить по условиям аварии. Условием правильного выбора сечения кабеля является: аварийный ток нагрузки должен быть меньше длительно допустимого тока кабеля с учётом поправочных коэффициентов. Питание потребителей осуществляется по

петлевой схеме кабелем одного сечения равным сечению кабеля на головном участке.

Определяется расчётный аварийный ток:

$$I_p = \frac{S_{прив.Л}}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (15)$$

где, $S_{пр.Л}$ – полная приведенная мощность линии, определяется по формуле:

$$S_{прЛ} = \sqrt{P_{пр.Л}^2 + Q_{пр.Л}^2},$$

где $P_{пр.Л}$, $Q_{пр.Л}$ – приведенная активная и реактивная мощности линии, находятся по следующим формулам:

$$P_{прЛ} = P_{р.л} + \Delta P_l, \quad (16)$$

$$Q_{прЛ} = Q_{р.л} + \Delta Q_l, \quad (17)$$

где ΔP_l , ΔQ_l – потери активной и реактивной мощности в линии:

$$\Delta P_l = \frac{(P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2) \cdot L \cdot R}{U^2 \cdot 1000}, \quad (18)$$

$$\Delta Q_l = \frac{(P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2) \cdot L \cdot X}{U^2 \cdot 1000}, \quad (19)$$

где R , X – соответственно удельные активное и реактивное сопротивления линий.

Для линии ТП-1 – жилой дом №1 определим расчетный аварийный ток:

$$\Delta P_{л} = \frac{(1184,8^2 + 238,2^2) \cdot 0,2 \cdot 0,169}{0,4^2 \cdot 1000} = 309,$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(1184,8^2 + 238,2^2) \cdot 0,2 \cdot 0,06}{0,4^2 \cdot 1000} = 108,8,$$

$$P_{нрл} = 1184,8 + 309 = 1493,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{нрл} = 238,2 + 108,8 = 347 \text{ кВар},$$

$$S_{нрл} = \sqrt{1493,3^2 + 347^2} = 1533,1 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{1533,1}{0,4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4} = 277 \text{ А}.$$

Результаты расчета представлены в таблице 6 и 7.

Таблица 6 - Расчётные нагрузки фидеров 0,4 кВ

Объект	P _{зд,макс} кВт	Q _{зд,макс} кВар	P _{р л} кВт	Q _{р л} кВар	S _{расч л} кВА	ΔP _л кВт	ΔQ _л кВар
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1							
1	1184,78	238,16	1184,8	238,2	1208,5	309	108,8
5	1123,50	225,84	1123,5	225,8	1146,0	277	97,8
ТП-2							
3	1061,10	213,30	1061,1	213,3	1082,3	124	43,6
11	505,60	288,89	505,6	288,9	582,3	88	25,3
ТП-3							
4	1061,10	213,30	1061,1	213,3	1082,3	142	62,6
10	675,00	135,69	675,0	135,7	688,5	116	26,7
ТП-4							
2	1231,50	247,55	1231,5	247,6	1256,1	515	118,3
19	150,00	48,05	150,0	48,1	157,5	14	1,0
6	241,86	48,62	241,9	48,6	246,7	19	6,8
7	245,10	49,27	245,1	49,3	250,0	20	8,9
ТП-5							
12	360,00	147,10	360,0	147,1	388,9	32	11,3
13	108,00	57,09	108,0	57,1	122,2	10	1,4
14	460,00	187,96	460,0	188,0	496,9	40	17,6
ТП-6							
15	432,00	228,36	432,0	228,4	488,6	39	17,0
16	360,00	147,10	360,0	147,1	388,9	25	5,7
17	240,00	126,87	240,0	126,9	271,5	19	6,9
18	202,50	64,87	460,00	187,96	496,92	39,8	17,59
ТП-7							
8	252,00	50,66	252,0	50,7	257,0	18	2,5

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
9	249,96	50,25	250,0	50,2	255,0	18	2,5
20	240,00	137,13	240,0	137,1	276,4	25	5,7
21	70,00	28,60	70,0	28,6	75,6	7	0,7
ТП-1							
1	1184,78	238,16	1184,8	238,2	1208,5	309	108,8
5	1123,50	225,84	1123,5	225,8	1146,0	277	97,8
ТП-2							
3	1061,10	213,30	1061,1	213,3	1082,3	124	43,6
11	505,60	288,89	505,6	288,9	582,3	88	25,3
ТП-3							
4	1061,10	213,30	1061,1	213,3	1082,3	142	62,6
10	675,00	135,69	675,0	135,7	688,5	116	26,7
ТП-4							
2	1231,50	247,55	1231,5	247,6	1256,1	515	118,3

Таблица 7 - Приведенные мощности линий, расчётный аварийный ток

№ ТП	Объект	$P_{пр л}, кВт$	$Q_{пр л}, кВар$	$S_{пр л}, кВА$	$I_{расч}, А$
ТП-1	1	1493,3	347,0	1533,1	277
	5	1400,9	323,7	1437,8	260
ТП-2	3	1184,8	256,9	1212,4	438
	11	593,8	314,1	671,7	243
ТП-3	4	1202,8	275,9	1234,0	446
	10	791,0	162,4	807,5	292
ТП-4	2	1746,3	365,9	1784,2	322
	19	163,9	49,0	171,0	124
	6	261,1	55,4	267,0	193
	7	265,3	58,2	271,6	196
ТП-5	12	391,9	158,4	422,7	305
	13	118,4	58,5	132,1	95
	14	499,8	205,6	540,4	390
ТП-6	15	470,5	245,4	530,6	383
	16	384,7	152,8	413,9	299
	17	259,5	133,7	291,9	211
	18	499,82	205,55	540,43	195
ТП-7	8	270,5	53,2	275,6	199
	9	268,1	52,7	273,3	197
	20	264,9	142,9	301,0	217
	21	76,7	29,3	82,1	59

2.6 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Для расчёта нагрузок на шинах 0,4 кВ пользуемся следующей формулой:

$$P_{\text{р.зд.общ}} = P_{\text{зд.мах}} + \sum_1^n k_{\text{yi}} P_{\text{зди}}, \quad (20)$$

где $P_{\text{зд.мах}}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых от трансформаторной подстанции;

$P_{\text{зди}}$, - расчетные нагрузки других зданий, питаемых от трансформатора, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

В качестве примера представлен расчёт нагрузок на ТП-1, которая питает жилые дома.

По инструкции [1] определяем коэффициенты участия в максимуме нагрузки учреждения управления остальных потребителей. Коэффициент участия в максимуме нагрузке учреждения управления для всех перечисленных потребителей равняется 0,8.

Расчётная активная нагрузка, кВт:

$$P_{\text{зд,ТП-1}} = P_1 + 0,9 \cdot (P_5) = 1184,8 + 0,9 \cdot (1123) = 2195,9 \text{ кВт.}$$

Таким же образом производится расчёт реактивной нагрузки, кВар:

$$Q_{\text{зд,ТП-1}} = Q_1 + 0,9 \cdot (Q_5) = 238,2 + 0,9 \cdot (225,84) = 441,4 \text{ кВар.}$$

Полная расчётная мощность определяется по следующему выражению:

$$S_{зд,ТП-1} = \sqrt{P_{зд,ТП-1}^2 + Q_{зд,ТП-1}^2},$$

$$S_{зд,ТП-1} = \sqrt{2195,9^2 + 441,4^2} = 2239,9 \text{ кВА.}$$

Нагрузка уличного освещения ближайших улиц и внутренних проездов, подключенных к ТП-1, определим по формуле (4).

$$P_{осв,ТП-1} = P_{осв,уд} \cdot l_{\Sigma} = 10 \cdot 0,4 = 4 \text{ кВт.}$$

где $P_{осв,уд}$ – удельная мощность, для освещения улиц принимаем 10 кВт/км;

l_{Σ} – суммарная длина, км (для ТП-1 $l_{\Sigma}=0,4$ км).

Суммарная расчетная нагрузка на ТП определяется по следующим формулам:

$$P_{ТП-1} = P_{зд,ТП-1} + P_{осв,ТП-1}, \quad (21)$$

$$Q_{ТП-1} = Q_{зд,ТП-1}, \quad (22)$$

$$S_{ТП-1} = \sqrt{P_{ТП-1}^2 + Q_{ТП-1}^2}. \quad (23)$$

$$P_{ТП-1} = 2195,9 + 4 = 2199,9 \text{ кВт,}$$

$$Q_{ТП-1} = 441,4 \text{ кВар,}$$

$$S_{ТП-1} = \sqrt{2199,9^2 + 441,4^2} = 2243,8 \text{ кВА.}$$

Аналогично производится расчет для остальных ТП, результаты приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта нагрузок ТП

№ ТП	Основные здания		Прочие здания			Нагрузка освещения			Расчётная нагрузка ТП		
	$P_{зд макс}$, кВт	$Q_{зд макс}$, кВар	$P_{зд i}$, кВт	$Q_{зд i}$, кВар	K_y	$L_{тер}$, км	$P_{осв уд}$, кВт/км	$P_{осв}$, кВт	$P_p 0,4 кВ$, кВт	$Q_p 0,4 кВ$, кВар	$S_p 0,4 кВ$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП-1	1184,8	238,16	1123,50	225,84	0,9	0,4	10	4	2199,9	441,4	2243,8

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП-2	1061,1	213,30	505,60	288,89	0,7	0,3	10	3	1418,0	415,5	1477,6
ТП-3	1061,1	213,30	675,00	135,69	0,6	0,3	10	3	1469,1	294,7	1498,4
ТП-4	1231,5	247,55	636,96	145,94	0,9	1	10	10	1814,8	378,9	1853,9
ТП-5	460,0	187,96	468,00	204,19	0,8	0,65	10	6,5	840,9	351,3	911,3
ТП-6	432,0	228,36	802,50	338,84	0,8	0,90	10	9	1083,0	499,4	1192,6
ТП-7	252,0	50,66	559,96	215,98	0,8	0,70	10	7	707,0	223,4	741,4

Данные будут использованы при расчёте числа и мощности трансформаторов на ТП.

2.7 Выбор аппаратов и кабелей 0,4 кВ

2.7.1 Предохранители 0,4 кВ

Выбор предохранителей производится по расчетному току. Для защиты фидеров 0,4 кВ принимаем предохранители марки НПН и ПН-2.

Условие выбора:

$$I_{расч} \leq I_{ВСТ} \leq I_{номПР}, \quad (24)$$

где $I_{ВСТ}$ - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Номинальные параметры берём в [3], результаты выбора сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор предохранителей 0,4 кВ

Наименование потребителей по линии 0,4 кВ	$I_{расч}$, А	$I_{ВСТ}$, А	Тип предохранителя	количество
1	2	3	4	5
ТП-1				
1	277	400	ПН-2 –400	4
5	260	400	ПН-2 –400	4
ТП-2				
3	438	500	ПН-2 –600	2
11	243	300	ПН-2 –400	2

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
ТП-3				
4	446	500	ПН-2 –600	2
10	292	300	ПН-2 –400	2
ТП-4				
2	322	400	ПН-2 –400	4
19	124	150	ПН-2 –250	1
6	193	200	ПН-2 –250	1
7	196	200	ПН-2 –250	1
ТП-5				
12	305	400	ПН-2 –400	1
13	95	100	ПН-2 –100	1
14	390	400	ПН-2 –400	1
ТП-6				
15	383	400	ПН-2 –400	1
16	299	300	ПН-2 –400	1
17	211	250	ПН-2 –250	1
18	195	200	ПН-2 –250	1
ТП-7				
8	199	300	ПН-2 –400	1
9	197	400	ПН-2 –400	1
20	217	250	ПН-2 –250	1
21	59	60	НПН-60	1

2.7.2 Автоматические выключатели 0,4 кВ

Выбор автоматических выключателей производится по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (25)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Номинальные параметры берём в [4], результаты выбора сведены в таблицу 10.

Таблица 10 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	S, кВА	$I_{p \text{ АВТ}}, A$	$I_{\text{ном. расч}}, A$	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП-1	1402	1621	2000	ВА55-43
ТП-2	924	1068	1600	ВА55-43
ТП-3	936	1083	1600	ВА55-43

1	2	3	4	5
ТП-4	1159	1340	1600	ВА55-43
ТП-5	570	658	1000	ВА55-41
ТП-6	745	862	1000	ВА55-41
ТП-7	463	536	630	ВА55-37

2.8 Кабели 0,4 кВ

Для прокладки в траншеях, учитывая городские условия, выбираем марку кабеля АВВГ – алюминиевые жилы, ПВХ оболочка и изоляция, броня отсутствует. При прокладке в земле необходимо учитывать поправочные коэффициенты, [4].

Допустимый ток кабельных линий с учётом поправочных коэффициентов определяется по формуле:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.спр.}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{доп.спр.}}$ - допустимый ток, справочная величина [5];

$K_{\text{СН}}$ - коэффициент снижения токовой нагрузки, зависящий от количества кабелей траншее, принимается равный 0.92;

$K_{\text{ПЕР}}$ - для кабелей 0,4 кВ при прокладке в земле с учётом времени ликвидации аварии (6 часов) принимается 1.25;

$K_{\text{ТЕМП}}$ - температурный коэффициент, для 25 градусов принимается 1.

Для линии к объекту 1 на плане от ТП-1 выполняемой кабелем АВВГ 4x185:

$$I_{\text{доп}} = 385 \cdot 0,92 \cdot 1,25 \cdot 1 = 443 \text{ A.}$$

Справочную величину $I_{доп.спр}$ берём в [5]. Просчитаем допустимый ток с учётом поправочных коэффициентов по формуле (18), выбираем сечение кабелей 0,4 кВ при условии:

$$I_{p\max} \leq I_{доп} \cdot$$

Результаты выбора марки и сечения кабелей 0,4 кВ сводим в таблицу 11.

Таблица 11 - Результаты выбора марки и сечения кабеля

Объект	$I_{расч}, A$	$I_{доп}, A$	$I_{вст}, A$	$F, мм^2$	$L, км$	Марка
ТП-1						
1	277	443	400	185	0,20	АВВГ
5	260	443	400	185	0,20	АВВГ
ТП-2						
3	438	443	500	185	0,1	АВВГ
11	243	385	300	150	0,2	АВВГ
ТП-3						
4	446	508	500	240	0,15	АВВГ
10	292	339	300	120	0,15	АВВГ
ТП-4						
2	322	339	400	120	0,20	АВВГ
19	124	161	150	35	0,10	АВВГ
6	193	443	200	185	0,30	АВВГ
7	196	508	200	240	0,40	АВВГ
ТП-5						
12	305	443	400	185	0,2	АВВГ
13	95	242	100	70	0,25	АВВГ
14	390	508	400	240	0,2	АВВГ
ТП-6						
15	383	508	400	240	0,20	АВВГ
16	299	339	300	120	0,10	АВВГ
17	211	443	250	185	0,25	АВВГ
18	195	508	200	240	0,35	АВВГ
ТП-7						
8	199	242	300	70	0,1	АВВГ
9	197	242	400	70	0,1	АВВГ
20	217	339	250	120	0,2	АВВГ
21	59	201	60	50	0,30	АВВГ

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В городских и сельских электросетях напряжением 6..10кВ применяются подстанции, оборудованные одним или двумя трансформаторами мощностью 40,100..1600 кВА. Каждый с первичным напряжением 6..10кВ и вторичным напряжением 0.4кВ с воздушным и кабельным вводами. При наличии потребителей первой категории их количество должно быть в соответствии с рекомендациями ПУЭ не менее двух трансформаторов.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{opt}}, \quad (27)$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T -число трансформаторов;

K_3^{opt} -оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для резервируемых распределительных сетей 0,4 кВ аварийная нагрузка до 1,7-1,8 номинальной мощности [1]. Согласно [7] для Владивостока при среднегодовой температуре 10°С при 4 часовой перегрузки коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{3/a}$ равен 1,6, коэффициент загрузки в нормальном режиме $K_3^{opt} = 0,8$.

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора трансформатора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном или ремонтном режиме.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{Тном}}. \quad (28)$$

Если коэффициент загрузки трансформатора после проверки оказался ощутимо ниже оптимального значения, то целесообразно выбрать трансформатор меньшей мощности, и перепроверить.

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется:

$$K_{3\text{п/а}} = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \leq 1,6. \quad (29)$$

Выбор числа и мощности трансформаторов рассматривается на примере расчета трансформаторов на ТП-1. Оптимальный коэффициент загрузки трансформатора равен $K_3^{opt} = 0,8$:

$$S_{PT} = \frac{2243,8}{2 \cdot 0,8} = 1402 \text{ кВА.}$$

Выбираются трансформаторы ТМ 2х1600.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{2243,8}{2 \cdot 1600} = 0,7.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3\text{п/а}} = \frac{2243,8}{(2-1) \cdot 1600} = 1,4.$$

Так как $K_{3\text{п/а}} \leq 1,4$, на ТП-1 к установке принимаются два трансформатора марки ТМ-1600/10. Аналогично выберем трансформаторы для остальных ТП.

Таблица 12 – Результаты выбора мощности трансформаторов

№ ТП	Расчетная нагрузка $S_{ТП}$, кВА	Число трансформаторов	Мощность трансформатора $S_{РТ}$, кВА	Номинальная мощность трансформатора	K_3	$K_{3 п/а}$
ТП-1	2243,8	2	1402	ТМ-1600/10	0,70	1,40
ТП-2	1477,6	2	924	ТМ-1000/10	0,74	1,48
ТП-3	1498,4	2	936	ТМ-1000/10	0,75	1,50
ТП-4	1853,9	2	1159	ТМ-630/10	0,58	1,16
ТП-5	911,3	2	570	ТМ-1000/10	0,72	1,45
ТП-6	1192,6	2	745	ТМ-400/10	0,60	1,19
ТП-7	741,4	2	463	ТМ-1000/10	0,59	1,18

По результатам выбора трансформаторов видно, что все трансформаторы в нормальном и послеаварийном режиме загружены оптимально, что в свою очередь влияет на обоснованные размеры потерь в трансформаторах.

В результате расчета видно, что по условиям работы в аварийном режиме выбранные трансформаторы соответствуют условию проверки. Параметры выбранных трансформаторов в таблице 13.

Таблица 13 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
ТП-5, ТП-7	ТМ - 630/10	1,56	7,60	5,50	2,00
ТП-2, ТП-3, ТП-6	ТМ - 1000/10	2,45	12,20	5,50	1,40
ТП-1, ТП-4	ТМ - 1600/10	3,3	11,6	5,5	3

3.1 Компенсация реактивной мощности на ТП

Компенсирующие устройства рекомендуется устанавливать непосредственно у электроприемников. Для жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки не предусматривается. Условия компенсации реактивной нагрузки местных и центральных тепловых пунктов, насосных, котельных и других потребителей, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, расположенных в микрорайонах, определяются Нормами проектирования электрооборудования жилых и общественных зданий.

Для каждой ТП определяется $tg\varphi$ по формуле для ТП-1:

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q_{p.ТП1}}{P_{p.ТП1}},$$

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{441.4}{2199.9} = 0.2.$$

Согласно приказу №380 Минэнерго от 23.06.2015г. допустимая величина для шин 0,4 кВ - 0,35.

Требуемая мощность КУ для ТП-1, кВар:

$$Q_{\text{треб.ТП1}} = Q_{p.ТП1} - P_{p.ТП1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} = 441,4 - 2199,9 \cdot 0,35 = -329.$$

При отрицательной мощности КУ их установка не требуется. Для остальных ТП расчёт приведён в таблице 14.

Таблица 14 – КРМ в сети 0,4 кВ

№ ТП	tgφ	Q _{тр} , кВар	Мощность КУ, кВар
ТП-1	0,20	-438,55	0
ТП-2	0,29	-151,69	0
ТП-3	0,20	-292,93	0
ТП-4	0,21	-347	0
ТП-5	0,42	14,947	15
ТП-6	0,46	66,227	75
ТП-7	0,32	-59,348	0

Используются КУ марки НБК-0,4 мощностью 15 кВар для ТП-5 и 75 кВар для ТП-6.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Особенности расчёта:

1) считаем питание осуществляется от источника неограниченной мощности, то при расчёте напряжение на шинах подстанции в сети низшего напряжения считается неизменным;

2) учитываются как индуктивное так и активное сопротивления элементов системы электроснабжения;

3) сопротивления переходных контактов, болтовых соединений, трансформаторов тока, дуги не учитываются, т.к они очень малы в сравнении с сопротивлением линии;

4) при необходимости учитывается подпитка от мощных двигателей в точку короткого замыкания, если двигатель питается с шин ТП;

5) расчёты проводятся в именованных единицах.

Расчёт ведётся в соответствии с рисунком 4, принимая за расчётные точки электрически ближайšie и удалённые ЭП сети 0,4 кВ для ТП.

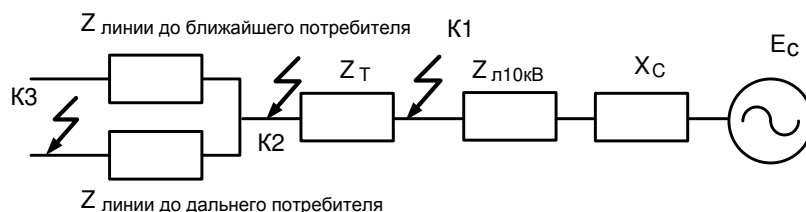


Рисунок 4 - Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Сопротивление системы определяется по следующей формуле при учёте отключающей способности выключателя нагрузки не стороне ВН ТП, мОм:

$$x_c = \frac{U_{\hat{A}\hat{I}}}{\sqrt{3} \cdot I_{i c \hat{A}}^{(3)}}, \quad (30)$$

где $U_{ВН}$ - напряжение на высокой стороне ($U_{\hat{A}\hat{I}} = 10,5$ кВ), так как приводим сопротивление к стороне ВН, В.;

$I_{ocB}^{(3)}$ - отключающая способность выключателя на центре питания
($I_{ocB}^{(3)} = 12,5$ кА).

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485.$$

Активные и индуктивные сопротивления участков кабелей, Ом:

$$X_{Л} = \frac{x_{y\partial} \cdot L}{n}, \quad (31)$$

$$R_{Л} = \frac{r_{y\partial} \cdot L}{n}, \quad (32)$$

где $r_{y\partial}$, $x_{y\partial}$ - удельное активное и реактивное сопротивление провода, мОм/км;

L – длина участка, км;

n – количество параллельных линий.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}. \quad (33)$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (34)$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T}}. \quad (35)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}. \quad (36)$$

Дополнительно для сети 10 кВ находим ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}. \quad (37)$$

Произведем расчет относительно точки кз К1 для ТП-1.

Активное сопротивление участка кабеля 10 кВ, Ом:

$$R_{\text{Л_ТП-1}} = \frac{r_{\text{уд.кл10кВ}} \cdot L_{\text{ТП-1}}}{n_{\text{ТП-1}}},$$

$$R_{\text{Л_ТП-1}} = \frac{0,641 \cdot 2,9}{2} = 0,93 \text{ Ом.}$$

Так как соотношение $r_{y\partial} / x_{y\partial}$ меньше 3, то согласно [8] $X_{\text{Л}}$ очень мало и при расчете не учитывается.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\text{Л_ТП-1}}^2 + x_{\text{С}}^2}},$$

$$I_{\text{по}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,93^2 + 0,485^2}} = 5,55 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T = \frac{0,485}{0,93 \cdot 314} = 0,002 \text{ с.}$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{\text{yд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1.$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{\text{yд}} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,5 = 7,9 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,5 = 4,82 \text{ кА.}$$

Произведем расчет аналогично для всех ТП (точка к.з. К1), результаты сводим в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчета токов к.з. для точки К1 в сети 10 кВ

№ ТП	R_{Σ} , Ом	Z_{Σ} , Ом	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(2)}$, кА	T, с	$K_{уд}$	$I_{уд}$, кА
ТП-1	0,93	1,09	5,55	4,82	0,0017	1,00	7,9
ТП-2	0,80	0,98	6,19	5,39	0,0019	1,01	8,8
ТП-3	0,51	0,74	8,18	7,12	0,0030	1,04	12,0
ТП-4	0,35	0,63	9,66	8,40	0,0044	1,10	15,1
ТП-5	0,64	0,84	7,20	6,26	0,0024	1,02	10,3
ТП-6	0,51	0,74	8,19	7,12	0,0030	1,04	12,0
ТП-7	0,29	0,59	10,30	8,96	0,0054	1,15	16,8

Аналогично, представленному алгоритму рассчитаем токи короткого замыкания для точки К2, приведя рассчитанное сопротивление системы к напряжению 0,4 кВ.

Для проверки чувствительности вставок предохранителей, дополнительно необходимо найти ток однофазного КЗ, кА:

$$I_{по}^{(1)} = \frac{U_{ВН} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (38)$$

где $R_{2\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$ - сопротивления обратной последовательности, для всех имеющихся элементов равно сопротивлению прямой последовательности;

$R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ - сопротивления прямой последовательности;

$R_{0\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ - сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для линий принимаются $X_{0л} = 3.5 \cdot X_{1л}$, $R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$. Результаты расчета в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты расчета токов к.з. для точки К2 в сети 0,4 кВ

№ ТП	$S_{Т,}$ МВА	$R_{Т,}$ Ом	$X_{Т,}$ Ом	$I_{поТП}^{(3)}$, кА	$I_{поТП}^{(1)}$, кА	$I_{уд ТП}$, кА
ТП-1	1600	0,0011	0,0054	4,9	6,0	6,9
ТП-2	1000	0,0019	0,0086	5,0	5,5	7,1
ТП-3	1000	0,0019	0,0086	6,3	6,4	8,9
ТП-4	1600	0,0011	0,0054	7,9	8,6	11,1
ТП-5	630	0,0034	0,0135	5,1	4,8	7,1
ТП-6	1000	0,0019	0,0086	6,3	6,4	8,9
ТП-7	630	0,0034	0,0135	6,4	5,5	9,1

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени для точки КЗ, кА:

$$I_{по} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{Л_ТП-1} + R_{ТР})^2 + (x_{С.прис0,4} + X_{КЛ.0,4} + X_{ТР})^2}} . \quad (39)$$

Произведем расчет аналогично для всех ТП (точка к.з. КЗ), результаты сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчета токов к.з. для точки КЗ в сети 0,4 кВ

№ ТП	Наименование потребителя	Номер на листе	R _{КЛ04} , Ом	X _{КЛ04} , Ом	I ⁽³⁾ _{повРУ} , кА	I ⁽¹⁾ _{повРУ} , кА	I _{удВРУ} , кА
ТП-1	Секционный жилой дом 36 эт	5	0,034	0,012	3,4	1,7	4,8
ТП-2	Гостиница "Амурский залив"	11	0,042	0,012	3,2	1,3	4,5
ТП-3	Автопарковка	10	0,039	0,009	3,8	1,4	5,3
ТП-4	Школа	19	0,089	0,006	2,4	0,6	3,4
ТП-5	Административное здание	13	0,112	0,015	1,8	0,5	2,5
ТП-6	Кафе	18	0,045	0,020	3,1	1,2	4,4
ТП-7	Кинотеатр	21	0,188	0,019	1,2	0,3	1,6

5 ПРОВЕРКА АППАРАТОВ И КАБЕЛЕЙ 0,4 КВ

5.1 Проверка предохранителей 0,4 кВ

Предохранители проверяются:

1) по согласованию с сечением проводника:

$$I_{BCT} \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}}. \quad (40)$$

2) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}. \quad (41)$$

3) по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{BCT}. \quad (42)$$

Чтобы показать ход проверки, проверим предохранители на ТП 1. Наиболее электрически удаленный потребитель жилой дом (№1 на экспликации), для него выбран предохранитель ПН–2 –400, $I_{\text{отк}} = 15$ кА, $I_B = 400$ А. Длительно допустимый ток фидера $I_{\text{дл.дон}} = 443$ А. Токи КЗ $I_{\text{но}}^{(3)} = 3,4$ кА, $I_{\text{но}}^{(1)} = 1,7$ кА.

Проверка:

1) по согласованию с сечением проводника:

$$I_{BCT} = 400 \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} = 3 \cdot 443 = 1329 \text{ А}.$$

2) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = 3,4 \text{ кА} \leq I_{\text{отк}} = 15 \text{ кА}.$$

3) по чувствительности к токам КЗ:

$$3 \cdot I_{BCT} = 3 \cdot 0,4 = 1,2 \text{ кА} \leq I_{\text{но}}^{(1)} = 1,7 \text{ кА}.$$

Следовательно, выбранные предохранители соответствуют условиям проверки.

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично, результаты в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка предохранителей 0,4 кВ

№ ТП	Проверка предохранителей по согласованию с сечением проводника			Проверка предохранителей по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ			Проверка предохранителей по чувствительности к токам КЗ		
	$I_{ВСТ},$ А	$I_{дл.доп.},$ А	$I_{ВСТ} < 3 \cdot I_{дл.доп}$	$I_{по}^{(3)},$ кА	$I_{отк.},$ кА	$I_{по}^{(3)} < I_{отк}$	$I_{ВСТ.},$ кА	$I_{по}^{(1)},$ кА	$3 \cdot I_{В} < I_{по}^{(1)}$
ТП-1	400	443	400 < 1329	3,4	15	3,4 < 15	0,20	1,7	0,6 < 1,7
ТП-2	300	385,0	300 < 1155	3,2	15	3,2 < 15	0,30	1,3	0,9 < 1,3
ТП-3	300	339,0	300 < 1017	3,8	15	3,8 < 15	0,30	1,4	0,9 < 1,4
ТП-4	150	161,0	150 < 483	2,4	15	2,4 < 15	0,15	0,6	0,45 < 0,6
ТП-5	100	242,0	100 < 726	1,8	15	1,8 < 15	0,10	0,5	0,3 < 0,5
ТП-6	200	508,0	200 < 1524	3,1	15	3,1 < 15	0,20	1,2	0,6 < 1,2
ТП-7	60	201,0	60 < 603	1,2	15	1,2 < 15	0,06	0,3	0,18 < 0,3

Таким образом, проверив предохранители на характерных ТП, делаем вывод о том, что они соответствуют условиям проверки.

5.2 Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

Автоматические выключатели проверяются по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ (32) и по чувствительности к токам КЗ (34).

$$1,25 \cdot I_{уст.эм.расц} \leq I_{по}^{(1)}, \quad (43)$$

где $I_{уст.эм.расц}$ - уставка электромагнитного расцепителя [9], А.

$$I_{уст.эм.расц} = I_{расц} / k_{т.расц}, \quad (44)$$

где $k_{т.расц}$ - кратность тока расцепителя, принимается от 1 до 10, таким образом, чтобы уставка срабатывания реагировала на однофазное КЗ [9].

Чтобы показать ход проверки, проверим автоматический выключатель на ТП 1. Ранее выбран выключатель автоматический ВА 55-43, $I_{отк} = 40$ кА, $I_{расц} = 2000$ А, $k_{т.расц.} = 2$. Токи КЗ $I_{по}^{(3)} = 4,9$ кА, $I_{по}^{(1)} = 1,7$ кА.

1) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{по}^{(3)} = 4,9 \text{ кА} \leq I_{отк} = 40 \text{ кА}.$$

2) по чувствительности к токам КЗ:

$$1,25 \cdot I_{уст.эм.расц} = 1,25 \cdot I_{расц} / k_{т.расц.} = 1,25 \cdot 2000 / 2 = 1,25 \text{ кА} \leq I_{по}^{(1)} = 1,7 \text{ кА}.$$

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично, результаты в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	Проверка АВ по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ			Проверка АВ по чувствительности к токам КЗ				
	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}^{(3)} < I_{отк}$	$I_{расц}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$k_{т.расц.}$	$I_{уст.эм.расц}$, А	$1,25 \cdot I_{расц} < I_{по}^{(1)}$
ТП-1	4,9	40	4,9 < 40	2,0	1,7	2	1000	1,25 < 1,7
ТП-2	5,0	40	5 < 40	1,6	1,3	2	800	1 < 1,3
ТП-3	6,3	40	6,3 < 40	1,6	1,4	2	800	1 < 1,4
ТП-4	7,9	40	7,9 < 40	1,6	0,6	4	400	0,5 < 0,6
ТП-5	5,1	40	5,1 < 40	1,0	0,5	4	250	0,3125 < 0,5
ТП-6	6,3	40	6,3 < 40	1,0	1,2	2	500	0,625 < 1,2
ТП-7	6,4	40	6,4 < 40	0,6	0,3	4	150	0,1875 < 0,3

Таким образом, проверив автоматические выключатели на характерных ТП, делаем вывод о том, что они соответствуют условиям проверки.

5.3 Проверка кабелей 0,4 кВ

Проверка КЛ осуществляется по потери напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{380} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)), \quad (45)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – средневзвешенное значение коэффициента мощности;

l – длина линии, м;

I_p – расчетный ток в линии, А;

$r_{уд}, x_{уд}$ – удельные сопротивления линии, Ом/км.

В нормальном режиме допустимая потеря 10% по ГОСТ32144-2013.

Для примера, проверим фидер 1 на ТП-1, питающий жилой дом (№1 на экспликации):

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 277 \cdot \frac{100}{380} \cdot (0,169 \cdot 0,98 + 0,060 \cdot 0,2) = 4,5 \%$$

Проверяем все фидера, данные сводим в таблицу 20.

Таблица 20 – Потери напряжения по фидерам 0,4 кВ

Объект	F, мм ²	L, км	cosφ	sinφ	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU, %
ТП-1							
1	185	0,20	0,98	0,20	0,169	0,060	4,5
5	185	0,20	0,98	0,20	0,169	0,060	4,2
ТП-2							
3	185	0,1	0,98	0,20	0,169	0,060	3,5
11	150	0,2	0,85	0,53	0,208	0,060	4,6
ТП-3							
4	240	0,15	0,98	0,20	0,129	0,057	2,1
10	120	0,15	0,98	0,20	0,261	0,060	2,7
ТП-4							
2	120	0,20	0,98	0,20	0,261	0,060	3,9
19	35	0,10	0,95	0,31	0,894	0,064	4,9
6	185	0,30	0,98	0,20	0,169	0,060	4,7
7	240	0,40	0,98	0,20	0,129	0,057	4,9
ТП-5							
12	185	0,2	0,98	0,20	0,169	0,060	4,9
13	70	0,25	0,98	0,20	0,447	0,061	4,9
14	240	0,2	0,98	0,20	0,129	0,057	4,9
ТП-6							
15	240	0,20	0,87	0,49	0,129	0,057	4,9
16	120	0,10	0,92	0,39	0,261	0,060	3,6
17	185	0,25	0,87	0,49	0,169	0,060	4,2
18	240	0,35	0,95	0,31	0,129	0,057	4,4
ТП-7							
8	70	0,1	0,98	0,20	0,447	0,061	4,1
9	70	0,1	0,98	0,20	0,447	0,061	4,0
20	120	0,2	0,85	0,53	0,261	0,060	5,0
21	50	0,30	0,92	0,39	0,625	0,063	4,9

Наибольшая потеря напряжения достигает значения 5,0 %, все фидера проходят проверку.

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ НАРУЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1 Приведенная нагрузка на ТП

Для определения нагрузки сетей 10 кВ необходимо нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП пересчитать с учётом потерь в трансформаторах ТП.

В трансформаторе различают два основных вида потерь:

- нагрузочные или потери КЗ;
- потери холостого хода.

Потери в трансформаторах, носят как активный, так и реактивный характер и определяются по формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (46)$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, справочная величина;

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, справочная величина.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (47)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (48)$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_x - ток холостого хода, справочная величина.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_\kappa}{100}, \quad (49)$$

где U_κ - напряжение короткого замыкания.

Справочные данные трансформаторов показаны в таблице 10.

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП 2, $S_{НОМ} = 1000$ кВА:

$$\Delta P_{T2} = 2,45 + 0,74^2 \cdot 12,2 = 8,2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{X.T2} = 1000 \cdot \frac{1,4}{100} = 14 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{K.T2} = 1000 \cdot \frac{5,5}{100} = 55 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{T2} = 14 + 0,74^2 \cdot 55 = 43 \text{ кВар}.$$

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП.

Нагрузка ТП, приведенная к стороне ВН, определяется по формуле:

$$S_{ВН ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + n \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + n \cdot \Delta Q_{ТП})^2}, \quad (50)$$

где n – количество трансформаторов ТП.

$$S_{ВН ТП-2} = \sqrt{(1418 + 2 \cdot 8,2)^2 + (415,5 + 2 \cdot 43)^2} = 1519,6 \text{ кВА}.$$

Аналогично определим суммарную нагрузку для остальных ТП. Результат расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Пересчёт нагрузки на ТП

№ ТП	Определение потерь мощности в трансформаторах ТП						Нагрузка ТП, приведенная к стороне ВН
	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_X , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	$S_{ВН ТП}$, кВА
ТП-1	3,30	18,00	5,50	1,30	11,5	61,1	2215,8
ТП-2	2,45	12,20	5,50	1,40	8,7	42,2	1468,6
ТП-3	2,45	12,20	5,50	1,40	6,9	34,1	1241,1
ТП-4	1,56	7,60	5,50	2,00	6,4	34,5	1031,6
ТП-5	2,45	12,20	5,50	1,40	9,4	45,5	1562,3
ТП-6	1,05	5,50	4,50	2,10	2,8	14,2	469,2
ТП-7	2,45	12,20	5,50	1,40	8,1	39,7	1408,9

6.2 Выбор аппаратов и кабелей 10 кВ

Расчётная нагрузка линий 10 кВ, согласно [1], определяется по формуле:

$$S_{P ТП} = k_{COBM} \cdot S_{\Sigma}, \quad (51)$$

где k_{COBM} - коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, который зависит от характера нагрузки и количества трансформаторов [1].

Расчётный ток линии находится по формуле:

$$I_{P.КЛ} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (52)$$

В качестве примера покажем расчёт для линии ТП-1 – ТП-2 – ТП-5 по варианту 1:

$$S_{\Sigma(1-2-5)} = S_{ТП-1} + S_{ТП-2} + S_{ТП-5},$$

$$S_{\Sigma(1-2-5)} = 2293,4 + 1519,6 + 949 = 4507,58 \text{ кВА},$$

$$S_{P КЛ1(1\phi)} = k_{COBM} \cdot S_{\Sigma(1-2-5)},$$

$$S_{P_{KL1(1\epsilon)}} = 0,8 \cdot 4507,58 = 3798 \text{ кВА},$$

$$I_{P_{KL1(1\epsilon)}} = \frac{S_{P_{KL1(1\epsilon)}}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{P_{KL1(1\epsilon)}} = \frac{3798}{\sqrt{3} \cdot 10} = 110.$$

В проекте выбираем кабель марки АПВП:

А - алюминиевая жила;

ПВ - изоляция из сшитого полиэтилена;

П - оболочка из пластмассы.

Допустимый ток кабеля 10 кВ находим по формуле (18):

- K_{CH} - коэффициент снижения токовой нагрузки, зависящий от количества кабелей траншее, принимается равный 0,9;

- $K_{ПЕР}$ - для кабелей 10 кВ при прокладке в земле с учётом времени ликвидации аварии (6 часов) принимается 1,1;

- $K_{ТЕМП}$ - температурный коэффициент, для 25 градусов принимается 1.

Для дальнейшей проверки при допустимой потере напряжения сечение кабеля выбирается с запасом.

Потери напряжения находим по формуле (36).

Данные по вариантам сети 10 кВ сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Выбор варианта сети 10 кВ

$N_{ТП}$, шт	$P_{СУММ КЛ}$, кВт	$Q_{СУММ КЛ}$, кВАр	$K_{СОВМ}$	$S_{P КЛ}$, кВА	$I_{P КЛ}$, А	$I_{ДОП КЛ}$, А	$J_{КЛ, 2}$, А/мм ²	L, км	F _{КЛ} , мм ²	cos(φ)	R _{КЛ} , Ом/км	ΔU _{КЛ} , %
ВАРИАНТ 1												
6	4507,58	1489,264	0,80	3798	110	195	2,2	2,2	50	0,92	0,641	4,9
8	5132,73	1734,041	0,80	4334	125	263	1,3	3,5	95	0,92	0,32	4,5
ВАРИАНТ 2												
8	6976,21	1942,65	0,80	5793	167	263	1,8	2,9	95	0,92	0,32	4,9
6	2664,09	1280,655	0,80	2365	68	240	1,0	4	70	0,92	0,443	3,9

Для представленных вариантов двухлучевых схем данных рассчитываем потери мощности в сети по формуле:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{P_{Л}^2 + Q_{Л}^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (53)$$

где $P_{Л}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВар;

R, X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

T – число часов максимума нагрузки.

Результат расчета представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет потери мощности в сети

Питаемые ТП	$\Delta W_{кЛ}$, кВт·ч
Вариант №1	
ТП1 - ТП2 - ТП5	406180
ТП7 - ТП4 - ТП3 - ТП6	420157
Итого по 1 варианту	826336
Вариант №2	
ТП4 - ТП3 - ТП2 - ТП1	621986
ТП7 - ТП6 - ТП5	197883
Итого по 2 варианту	819868

6.3 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ

Схема электроснабжения потребителей проектируется с использованием принципов обеспечения надежности и рациональности электроснабжения потребителей.

В процессе расчета для распределительной сети напряжением 10 кВ выбраны марка кабеля (АВВГ), рассчитан ток на участках сети, по которому

выбирается сечение кабеля (F , мм²), расчетные мощности в узлах сети ($S_{ТП}$, МВА).

Вариант с наименьшими приведенными затратами называется наиболее выгодным, или экономически целесообразным.

Схему сети 10 кВ выполняют с учётом категории по надёжности потребителей, преимущественно двухлучевую схему [10]. Составляем 2 варианта схемы сети.

Определим затраты по каждому варианту. Приведенные затраты определяются по формуле (45):

$$Z = E_H \cdot K + I = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (a_{ам.кл.} \cdot K_{КЛ} + a_{ам.выкл.} \cdot K_{ВЫКЛ}) + \frac{(K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ})}{T} + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (54)$$

где $E_H = 0,075$ - норматив дисконтирования, зависит от ставки рефинансирования, которая устанавливается Центробанком;

$K_{КЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость КЛ и выключателей соответственно;

C_0 - удельная стоимость потерь электроэнергии ($C_0 = 1,9$ руб/кВт·ч по [9] для Приморского края);

$a_{ам.выкл.}$, $a_{ам.кл.}$ - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание выключателей и кабельных линий ($a_{ам.выкл.} = 5,9\%$, $a_{ам.кл.} = 0,4\%$), [19];

T - срок окупаемости (для выключателей и КЛ $T=20$ лет);

$\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Проводим сравнение вариантов по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП не учитываем, т.к. количество и мощность ТП для обоих вариантов одинаковы.

Результаты расчёта сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

№	Показатель	Вариант №1	Вариант №2
1	Количество выключателей 10 кВ, шт	4	4
2	Стоимость выключателя 10 кВ, тыс. руб	650	650
3	Капиталовложения в выключатели, тыс. руб	2600	2600
4	Протяженность КЛ 10 кВ сечением 70 мм ² , км		8,0
5	Стоимость кабеля сечением 70 мм ² , тыс. руб./км	196	196
6	Протяженность КЛ 10 кВ сечением 95 мм ² , км	7,0	5,8
7	Стоимость кабеля сечением 95 мм ² , тыс. руб./км	252	252
8	Протяженность КЛ 10 кВ сечением 50 мм ² , км	4	
9	Стоимость кабеля сечением 50 мм ² , тыс. руб./км	155	155
10	Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	2448	3031
11	Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс.руб	10	12
12	Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс.руб	153	153
13	Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб	252	282
14	Потери электроэнергии, кВт·ч	826336	819868
15	Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч	1,53	1,53
16	Издержки потерь электроэнергии, тыс. руб.	1264	1254
17	ИТОГО приведенные затраты, тыс руб.	2058	2124

Вариант 2 оказался дороже на 3,1% по приведенным затратам. По минимальным потерям электроэнергии выбираем вариант 2.

6.4 Выключатели нагрузки 10 кВ

На стороне 10 кВ ТП устанавливаются выключатели нагрузки. Они состоят из предохранителя и разъединителя. При выборе предохранителей определим ток на стороне ВН ТП по формуле (7), приняв в расчете номинальную мощность одного трансформатора ТП. Паспортные данные берём в [11]. Расчёт сведём в таблицу 25.

Таблица 25 –Выключатели нагрузки 10 кВ

№ ТП	S_T , МВА	$I_{РАСЧ}$, А	Предохранители для защиты трансформаторов ТП			Выключатели нагрузки		
			$I_{НОМТР}$, А	$I_{ВСТ}$, А	Тип предохранителя	I_H , А	$I_{ДИН}$, кА	Тип выключателя
ТП-1	1600	185	200	200	ПКТ103– 10У3	400	32	ВНП - 10/400
ТП-2	1000	116	200	160	ПКТ103– 10У3	400	32	ВНП - 10/400
ТП-3	1000	116	200	160	ПКТ103– 10У3	400	32	ВНП - 10/400
ТП-4	1600	185	200	200	ПКТ103– 10У3	400	32	ВНП - 10/400
ТП-5	630	73	160	80	ПКТ103– 10У3	400	32	ВНП - 10/400
ТП-6	1000	116	200	160	ПКТ103– 10У3	400	32	ВНП - 10/400
ТП-7	630	73	160	80	ПКТ103– 10У3	400	32	ВНП - 10/400

6.5 Трансформаторы тока 10 кВ

Выбираются по номинальному току таким образом, чтобы он был как можно ближе к рабочему току для соблюдения класса точности. Класс точности принимаем 0,5. Марка трансформатора тока ТОЛ – 10-1. Расчёт сведён в таблице 26. Паспортные данные определим из [12].

Таблица 26 - Выбор трансформаторов тока 10 кВ

№ ТП	$I_{РАСЧ}$, А	$I_{НОМ}$, А	$I_{ВТ}$, А
ТП-1	185	200	5
ТП-2	116	150	5
ТП-3	116	150	5
ТП-4	185	200	5
ТП-5	73	100	5
ТП-6	116	150	5
ТП-7	73	100	5

6.6 Проверка аппаратов и кабелей 10 кВ

6.6.1 Проверка кабелей 10 кВ

Выбранный к проектированию вариант необходимо проверить на падения напряжения в послеаварийном режиме по формуле (36). К проектированию принята двухлучевая схема. В послеаварийном режиме отключаем один кабель и линия из двухцепной становится одноцепной, сопротивление увеличивается в 2 раза и как следствие следовательно падение напряжения в послеаварийном режиме увеличится в 2 раза. Результат расчета показан в таблице 27.

Таблица 27 – Падение напряжения в нормальном и послеаварийном режиме для выбранного варианта

Линия	Нормальный режим		Послеаварийный режим	
	R _{кЛ} , Ом/км	ΔU _{кЛ} , %	R _{кЛ} , Ом/км	ΔU _{кЛ} , %
ТП4 - ТП3 - ТП2 - ТП1	0,32	4,9	0,64	9,8
ТП7 - ТП6 - ТП5	0,443	3,9	0,88	8,8

В послеаварийном режиме падение напряжения менее 10%.

Также необходимо проверить фидера 10 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$F_{\text{до доп.}} = \frac{I_{\text{кЗ}} \cdot \sqrt{t_i}}{\hat{E}_{\text{до}}}, \quad (55)$$

где $I_{\text{кЗ}}$ - установившееся значение тока КЗ;

t_i - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01 с) и времени отключения выключателя (0,045 с), с учётом ступени селективности 0,5 с;

K_T - температурный коэффициент, равный 95.

Результаты расчёта сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Проверка сечений линий 10 кВ

Линия	L _{кЛ 10 кВ} , км	I ⁽³⁾ _{по} , кА	F _{терм.}	F _{кЛ.факт}
ТП-1	2,9	5,55	39	95
ТП-2	2,5	6,19	39	95
ТП-3	1,6	8,18	43	95
ТП-4	1,1	9,66	39	95
ТП-5	4,0	7,20	45	70
ТП-6	3,2	8,19	43	70
ТП-7	1,8	10,30	42	70

Все ранее выбранные сечения линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ.

6.6.2 Проверка выключателей нагрузки 10 кВ

Проверка выключателей нагрузки проводится по двум параметрам:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_{\kappa} = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2\text{с}, \quad (56)$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,055\text{с}$.

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (57)$$

где $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости (справочная величина $I_{\text{терм}} = 12,5 \text{ кА}$);

$t_{\text{терм}}$ – время протекания КЗ (справочная величина $t_{\text{терм}} = 4 \text{ с}$).

2. По динамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин}. \quad (58)$$

Проверим выключатели нагрузки для ТП-1, так как на данной ТП наибольший ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ.

$$B_{\kappa} = I_{н.о.ТП1}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a) = 5,55^2 \cdot (0,055 + 0,4) = 14 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2\text{с},$$

Для остальных ТП результаты проверки сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Проверка выключателей нагрузки

№ ТП	B_{κ} , кА ² с	$B_{\text{Кн}}$, кА ² с	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
ТП-1	14	625	7,861	32
ТП-2	14	625	8,803	32
ТП-3	17	625	11,99	32
ТП-4	14	625	15,05	32
ТП-5	18	625	10,34	32
ТП-6	17	625	12	32
ТП-7	16	625	16,83	32

7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ПС

Компенсация реактивной мощности является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности работы электрооборудования.

Суммарная активная и реактивная мощность:

$$P_{расч} = 7014 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч} = \sqrt{S_{\Sigma}^2 - P_{расч}^2},$$

$$Q_{расч} = \sqrt{(7624)^2 - (7014)^2} = 2988 \text{ кВар}.$$

Условием выбора конденсаторных батарей является обеспечение требуемого коэффициента мощности.

Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку} = Q_{расч} - P_{расч} \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (59)$$

где $\operatorname{tg}\phi$ - допустимый коэффициент мощности на напряжение 10 кВ $\operatorname{tg}\phi_3 = 0,4$ по [20].

$$Q_{ку} = 2988 - 7014 \cdot 0,4 = 182 \text{ кВар}.$$

Мощность конденсаторных батарей компенсирующих устройств принимаем:

$$Q_{ку \text{ факт}} = 300 \text{ кВар}.$$

Нескомпенсированная мощность определяется по формуле

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{расч}} - Q_{\text{ку.факт}}, \quad (60)$$

$$Q_{\text{неск}} = 2988 - 300 = 2688 \text{ кВар.}$$

Произвести расчет компенсации в полном объеме нет возможности, так как отсутствует информация по подстанции.

7.1 Компенсация емкостных токов

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6–35 кВ эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (61)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K – суммарная длина КЛ, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 13,8}{10} = 18,63 \text{ А.}$$

Так как рассчитанные значения ёмкостного тока замыкания на землю не превышает допустимой ПУЭ величины 20 А для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ 10 КВ

8.1 Выбор КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) - это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Для установки выбираем КРУ К-63 производства завода «Электрощит».

Ячейки К-63 представляют собой сварную металлическую конструкцию из гнутых стальных профилей, так же каркас ячеек может изготавливаться из оцинкованной стали с применением технологии заклепочных соединений, что значительно повышает прочность корпуса, улучшает внешний вид и антикоррозийные свойства изделия.

Ячейки К-63 состоят из основных сборочных единиц: корпуса с аппаратурой; выкатной тележки; релейного шкафа внутри которого расположены устройства защиты и автоматики, аппаратура сигнализации и управления, приборы измерения и другие устройства вспомогательных цепей; отсека сборных шин.

Доступ в ячейки К-63 обеспечен через две двери: дверь релейного отсека, дверь отсека трансформаторов напряжения или предохранителя, Дверь трансформаторного отсека имеет смотровое окно для обзора внутренней части камер без снятия напряжения. Дверь релейного отсека является панелью, на которой смонтирована аппаратура схем вспомогательных цепей. На фасаде размещена аппаратура с задним присоединением проводов, на внутренней стороне выполнена раскладка проводов. Внутри камера освещена лампой накаливания.

Выкатная тележка представляет собой сварную конструкцию, на которой устанавливается высоковольтное оборудование различных производителей - вакуумный выключатель ВВ/TEL («Таврида Электрик»), ВБМ, ВБЭ (г. Сара-

тов), ВБСК (г. Минусинск), определяемое схемой соединения главных цепей, и разъединяющие контакты.

Выкатной элемент может занимать относительно корпуса положение: рабочее, контрольное и ремонтное. В рабочем и контрольном положениях выкатной элемент находится в фиксированном положении.

В ремонтном положении выкатной элемент из корпуса шкафа выдвинут полностью, разъединяющие контакты главной цепи разомкнуты; выкатной элемент с установленной на нем аппаратурой может быть подвергнут осмотру и ремонту.

Ячейки К-63 оборудованы следующими блокировками:

-механическая блокировка, не допускающая перемещения выкатного элемента из рабочего положения в контрольное, а также из контрольного положения в рабочее при включенном положении выключателя.

-механическая блокировка, не допускающая перемещения выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при включенном заземляющем разъединителе; она состоит из упора, который контролирует положение вала заземляющего разъединителя и препятствует вкатыванию выкатного элемента. Конструктивно шкаф КРУ выполнен таким образом, что включать или выключать заземляющий разъединитель возможно только в ремонтном положении выкатного элемента.

-электромагнитная блокировка, не допускающая при включенном положении заземляющего разъединителя, перемещения в рабочее положение выкатного элемента в другом шкафу КРУ, от которого возможна подача напряжения на шкаф, где размещен заземляющий разъединитель.

Цепи вторичной коммутации ячейки КРУ размещены в релейном шкафу. Релейный шкаф представляет собой сварную металлическую конструкцию. Низковольтная аппаратура вторичных цепей смонтирована на панели внутри релейного шкафа либо на задней стенке релейного шкафа, либо на поворотной панели (дверь релейного шкафа).

Схемы вторичных цепей реализуются на электромеханических реле, а также с использованием устройств микропроцессорной защиты различных производителей («Темп», «СЕРАМ», «УЗА», «MICOM» и др.).

На фасадной стороне шкафа КРУ нанесены надписи, указывающие ее назначение, а также порядковый номер камер в соответствии с опросным листом.

Ошиновка шкафов КРУ выполнена шинами из алюминиевого сплава электротехнического назначения.

Сборные шины шкафа КРУ и ответвления от них (исключая контактные поверхности) окрашены в следующие отличительные цвета:

желтый - фаза А;

зеленый - фаза В;

красный - фаза С;

Заземляющие шины, проложенные открыто, окрашены в черный цвет.

Конструкция ячеек К-63 обеспечивает сборку камер в ряд и соединение главных цепей по сборным шинам. Сборные шины, шинные и секционные разъединители шкафов КРУ имеют с фасадной стороны сетчатые ограждения.

8.2 Оборудование КРУ

8.2.1 Выбор выключателей

Распределительное устройство со стороны высшего напряжения реализовано на камерах серии КСО 393АТ(В) с вакуумными выключателями ВВ/Тел-10–12,5-20/630УХЛ2.

Проведем проверку выключателей по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{no}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_d),$$

$$B_k = 10,3^2 \cdot (0,045 + 0,5 + 0,01) = 59 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,045\text{с}$.

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{КНОМ}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ ОТКЛ}},$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 7,071 \text{ кА},$$
(62)

где $\beta_{\text{Н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{Н}} = 40\%$;

$I_{\text{НОМ ОТКЛ}}$ – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но.к2}}^{(3)} + i_{\text{atk2}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right).$$
(63)

$$\sqrt{2} \cdot 10,3 + 3,8 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right).$$

$$18,4 \text{ кА} \leq 39,6 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 30.

Таблица 30– Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе линейных выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 335 \text{ А}$ $I_{\text{рmax}} = 137 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,8 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 15,1 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.}} = 59 \text{ кА}^2\text{с}$ $B_{\text{к.}} = 52 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 10,3 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 9,7 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 10,3 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 9,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.НОМ}} = 7,071 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 3,8 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, поэтому устанавливаем выключатели марки ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2.

8.2.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

- по току:

$$I_{ном} \leq I_{Iном} , I_{max} \leq I_{Iном} .$$

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

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{Iном} , \quad (64)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{Iном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$BK \leq (K_t \cdot I_{Iном})^2 \cdot t_t , \quad (65)$$

где K_t – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_t – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ} , \quad (66)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

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

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_{конт}$ ($r_{конт} = 0,1$ Ом):

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт}. \quad (67)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Выбираем трансформатор тока на стороне 10 кВ.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

№ п/п	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-335		0,5	
2	Счетчик АЭ и РЭ	РиМ 489	0,12		0,12
3	Ватметр	Д-335	0,5		0,5
4	Варметр	Д-335	0,5		0,5
5	Итого		1,24	0,5	1,24

Из таблицы 28 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ 10 – У2.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2:

$$B_K = I_{no}^{(3)2} \cdot (t_{омк} + T_a) , \quad (68)$$

$$B_K = 10,3^2 \cdot (0,045 + 0,5 + 0,01) = 59 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T , \quad (69)$$

$$B_{HK} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=12,5$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} , \quad (70)$$

$$Z_{2H} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (71)$$

$$r_{приб} = \frac{1,24}{5^2} = 0,0496 \text{ Ом},$$

где $S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4$ мм² АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5$ м.

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q} , \quad (72)$$

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом},$$

где $r_{КОНТ}$ - сопротивление контактов ($r_{конт} = 0,1$ Ом).

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.0496 = 0.23 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_H = 400 \text{ А}$ $I_H = 200 \text{ А}$	$I_p = 335 \text{ А}$ $I_p = 137 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\text{max}}$
$Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_{Hp} = 0,23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{KH} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 59 \text{ кА}^2\text{с}$ $B_k = 52 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{kp}$
$I_{дин} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 16,8 \text{ кА}$ $I_{уд} = 15,1 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

8.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \tag{73}$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} . \quad (74)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$. Приблизительно, без учета схемы включения приборов, $S_{2\text{расч}}$ можно определить по выражению. При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} . \quad (75)$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ. За $S_{\text{доп}}$ принимается для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В·А	Число катушек	Cosφ	Sinφ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В·А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	РиМ 489	3,6 Вт	5	0,38	0,925	18	43,8
Счетчик РЭ	РиМ 489	3,6 Вт	5	0,38	0,925	18	43,8
Итого						36	87,6

Вторичная нагрузка трансформатора согласно таблице:

$$P_{2\Sigma} = 36 \text{ Вт}, Q_{2\Sigma} = 87,6 \text{ Вар}, S_{2\Sigma} = 94,7 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 94,7 \text{ ВА}$ (для класса точности 1)	$S_H = 150 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

9 РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ СЕТИ 10 КВ

С внедрением новой техники проблема надежности основного оборудования и всего комплекса энергетической установки становятся одной из главных.

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки (ГОСТ 27.002-83).

Под надежностью любого технического объекта, в том числе и ЭЭС, понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования; применительно к ЭЭС – бесперебойное снабжение электрической энергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды [13].

Расчет надежности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом, [13]. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности для расчета случаев надежности, к которым относятся: полное погашение схемы (состояние полного отказа), разрыв транзита; оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Рассматриваемая схема представлена на рисунке 5.

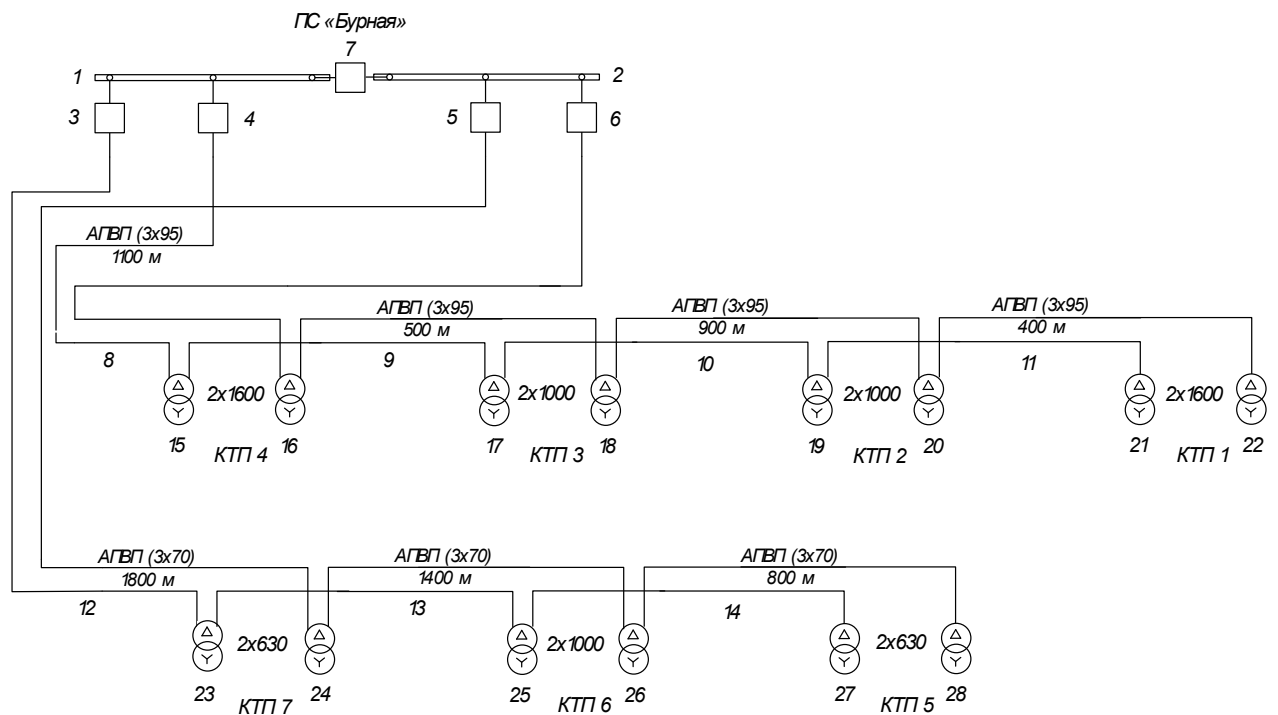


Рисунок 5 – Исходная схема для расчета надежности

Схема замещения для расчёта надёжности проектируемой системы электроснабжения на рисунке 6.

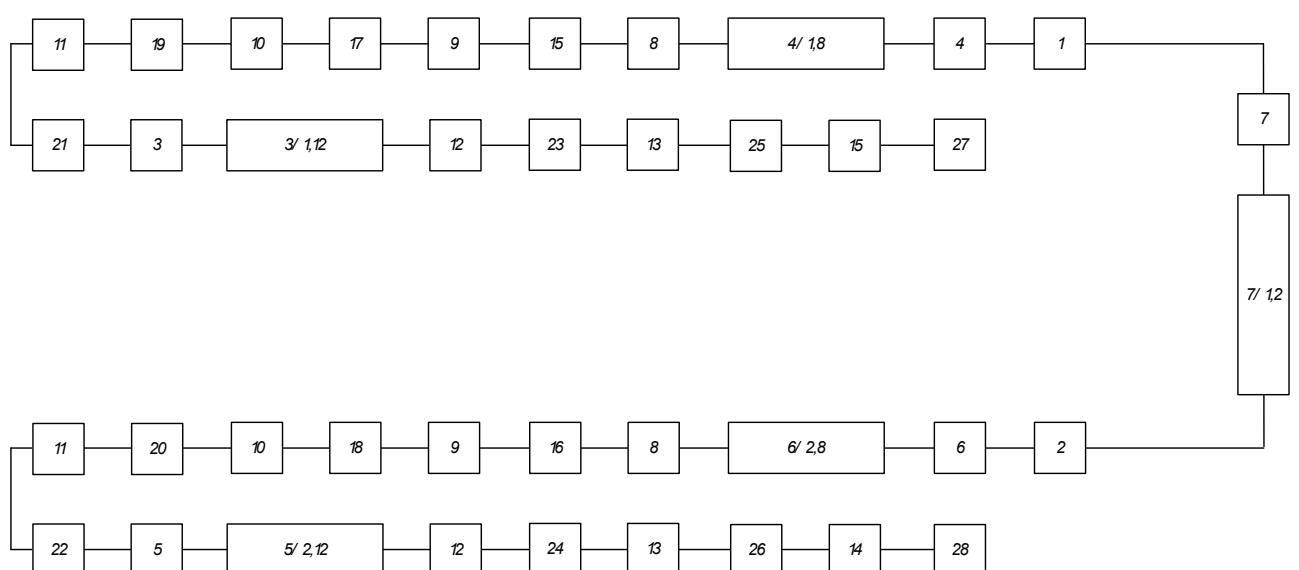


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета надежности

Для каждого из элементов схемы замещения необходимо определить следующие показатели надежности:

- интенсивность отказа, или параметр потока отказов ω ;
- среднее время восстановления $t_в$;
- частота плановых или преднамеренных отключений $\mu_{i\bar{e}}$;

- время плановых или преднамеренных отключений $t_{пл}$.

Для выключателя дополнительно определяются:

- параметр отказа выключателей при отключении КЗ, $a_{кз}$;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях, $a_{оп}$;
- коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ}$;
- число оперативных переключений, $N_{оп}$;
- длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

Общая формула нахождения вероятности отказа для одного элемента схемы замещения на примере выключателя 3:

$$q = \frac{\omega \cdot t_g}{T_г}, \quad (76)$$

$$q = \frac{0,004 \cdot 8}{8760} = 0,0000073,$$

где q – вероятность отказа (отключения) элемента;

ω - параметр потока отказов данного элемента, 1/год;

t_g – время восстановления элемента после отказа, ч;

$T_г$ – количество часов в году, ч/год.

Данная формула используется для всех элементов, кроме выключателей.

В модель выключателя включаются вероятности отключения выключателя из-за отказа в смежных элементах и неправильной работы релейной защиты и автоматики. Модель выключателя 3 (вероятность отказа) описывается следующей формулой:

$$q_g = q_{см} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - q_{PЗ_k})\right) \cdot \left(1 - \prod_i (1 - q_{СМ_i})\right) + \quad (77)$$

$$+ a_{оп} \cdot N_{оп} \cdot t_{оп},$$

$$q_g = 0,0000073 + 0,0027 \cdot (1 + 0 \cdot 0) \cdot (1 - (1 - 0,002)) \cdot (1 - (1 - 0,0012)) \cdot$$

$$\cdot (1 - (1 - 0,0000479)) \cdot (1 - (1 - 0,0003973)) +$$

$$+ 0,0022 \cdot 1,166 / 8760 = 0,000007597,$$

где $q_{ст}$ – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;
 $K_{АПВ}$ - коэффициент учитывающий вероятность несрабатывания АПВ;
 i, k – количество смежных элементов и их РЗиА;
 $q_{РЗ_k}$ - вероятность отказа k -й релейной защиты;
 $q_{СМ_i}$ - вероятность отказа i -го смежного элемента;

Для определения параметра потока отказов воспользуемся следующей формулой:

$$\omega_e = \omega_{ст} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - \omega_{РЗ_k})\right) \cdot \left(1 - \prod_i (1 - \omega_{СМ_i})\right) + a_{оп} \cdot N_{оп}, \quad (78)$$

$$\omega_e = 0,004 + 1 \cdot (1 + 0) \cdot 0,217 \cdot 0,03 + 0,0022 \cdot 1,166 = 0,00657.$$

Необходимые исходные данные для расчета надежности приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Исходные данные для расчета надежности

Элемент схемы	ω , 1/год	T_e , ч	μ , 1/год	T_p , ч	$a_{кз}$	$a_{оп}$
Выключатели вакуумные 10 кВ	0,004	8	0,083	4	0,0027	0,0022
Кабельные линии 10 кВ	0,075	16	1	2		
Система шин 10 кВ	0,03	7	0,166	5		
КТП	0,05	10	0,4	4		

Схему замещения на рисунке 5 необходимо эквивалентировать для нахождения комплексных показателей надежности всей схемы. При эквивалентировании были использованы следующие формулы.

Параметр потока отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{пр.наиб}, \quad (79)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год. Определяется по [13], исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

$\omega_{\text{пр.наиб}}$ определяется по приложению А, исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов, для цепочки 1 существующей сети:

$$\omega = \Sigma \omega + \omega_{\text{пр.наиб}} = 0,491 .$$

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{I,II} = \omega_I \cdot \omega_{II} \cdot \omega_{\text{кл}} \quad (80)$$

$$\omega_{I,II} = 0,523 \cdot 0,491 \cdot 0,075 = 0,019,$$

где $q_{\text{пр}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле для линии 2 цепочки 1 и линии 1 цепочки 2:

$$q_{\text{л1}} = \frac{0,075 \cdot 16 \cdot 2,9}{8760} = 0,0003973, \quad (81)$$

$$q_{\text{л2}} = \frac{0,075 \cdot 16 \cdot 4}{8760} = 0,0005479.$$

ω^* находим по формуле для первой и второй цепочки:

$$\omega_I^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.нб}}, \quad (82)$$

$$\omega_I^* = 0,491 - 0,3 = 0,191,$$

$$\omega_{II}^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.нб}},$$

$$\omega_{II}^* = 0,523 - 0,217 = 0,306.$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1, \quad (83)$$

$$q_c = 0,0006453 \cdot 0,0007616 + 0,118 \cdot 0,491 \cdot 0,0007616 +$$

$$+ 0,118 \cdot 0,523 \cdot 0,0006453 = 0,00008,$$

где K_{npi} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по выражению для каждой цепочки:

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-t_{npi}}{t_{Вэкс}}}, \quad (84)$$

$$K_{np1} = 1 - e^{\frac{-2}{16}} = 0,118,$$

$$K_{np2} = 1 - e^{\frac{-2}{16}} = 0,118.$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом вероятность отказа существующей системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) +$$

$$+ q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'), \quad (85)$$

$$q_{c.ABP} = 0,00008 \cdot 0,997 \cdot 0,91 + 0,5 \cdot 0,003 \cdot 0,91 + 0,5 \cdot 0,997 \cdot 0,09 +$$

$$+ 0,5 \cdot 0,003 \cdot 0,09 = 0,00007626,$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента, посчитана ранее 0,00008;

$q(S/A_1A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента, принимается 0,5;

$q(S/A_1A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного, принимается 0,5;

$q(S/A_1'A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента, принимается 0,5;

$p(A_1)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента, принимается 0,997, расчёт показан в приложении А;

$p(A_2)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента, принимается 0,91, расчёт показан в приложении А;

$q(A_1')$ - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента, принимается $(1-0,997)=0,003$;

$q(A_2')$ - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента, принимается $(1-0,997)=0,003$.

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}, \quad (86)$$

$$T_c = \frac{1}{0.019251} = 51,9 \text{ лет.}$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}, \quad (87)$$

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0.019251} = 5,5 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}, \quad (88)$$

$$t_{BC} = \frac{0.00007626 \cdot 360}{0.019251} = 1,4 \text{ с.}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению, кВт·ч:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760, \quad (89)$$

где $P_{деф}$ - дефицит мощности ($P_{деф} = 7014$ кВт за год).

$$W_{нед} = 7014 \cdot 0,00007626 \cdot 8760 = 2674 \text{ кВтч.}$$

Ограничения мощности определяется по выражению, кВт:

$$P_{нед} = P_{деф} \cdot q_c, \quad (90)$$

$$P_{нед} = 7014 \cdot 0,00007626 = 534 \text{ кВт.}$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению, руб.:

$$Y = C \cdot W_{нед}, \quad (91)$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,44 руб/кВт·ч.

$$Y = 2,44 \cdot 2674 = 6525 \text{ тыс.руб.} \quad (92)$$

Расчёты произведены в программе Mathcad 2001 по описанному выше алгоритму и сведены в приложение А. Результаты расчёта показаны в таблице 36.

Таблица 36 – Результаты расчёта надёжности схем

№ п/п	Показатели надёжности сети	Величина
1	Вероятность отказа системы без учёта АВР	$0,8 \cdot 10^{-5}$
2	Вероятность отказа системы с учётом АВР	$0,7 \cdot 10^{-5}$
3	Коэффициент вынужденного простоя системы	$0,7 \cdot 10^{-5}$
4	Коэффициент готовности системы	0,99
5	Время восстановления, сек	1,1
6	Расчётное время безотказной работы, лет	4,2
7	Среднее время безотказной работы, лет	40
8	Недоотпуск ЭЭ, кВт·ч в год	2674
9	Ограничения мощности, кВт	534
10	Ущерб от недоотпуска за год, руб	6525

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Основное предназначение релейной защиты является обеспечение с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети.

10.1 Виды защиты трансформаторов

При проектировании устройств релейной защиты трансформатора должны быть рассмотрены все возможные виды его повреждений и ненормальных режимов:

- многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- однофазные замыкания в обмотках (включая витковые) и на выводах;
- внешние короткие замыкания;
- перегрузка обмоток;
- возгорание масла;
- понижение уровня масла;

Защитой от всех видов коротких замыканий и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках, является продольная дифференциальная токовая защита.

Виды защит трансформаторов определяются его мощностью, назначением, режимом работы, местом установки, схемой включения. Защиту трансформаторов небольшой и средней мощности, предназначенных для электроснабжения городских распределительных сетей выполняют следующих видов:

1. Защита от внутренних повреждений и межфазных КЗ на выводах, выполняется предохранителями типа ПК, установленных на стороне 10 кВ;
2. Защита от однофазных замыканий на землю осуществляют автоматическим выключателем с максимальным расцепителем, установленным на стороне НН;

3. Газовая защита для защиты от витковых замыканий с действием на сигнал или отключение.

В защите используются реле типа ДЗТ-11. Реле серии ДЗТ –11 характеризуется наличием тормозной обмотки в НТТ (насыщающегося трансформатора тока) реле, что дает возможность обеспечить торможение от тока в одном комплекте (или от суммарного тока в одной группе комплектов) трансформаторов тока.

Для защиты от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа используется газовая защита [14].

10.2 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ

В распределительных сетях 10 кВ предусматривают устройства релейной защиты от междуфазных замыканий и однофазных замыканий на землю. Наиболее распространенным видом защиты от междуфазных замыканий является максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО).

Расчёт уставок максимальной токовой защиты.

Максимальная токовая защита выполняется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени. В первом случае используются реле тока типа РТ-80 или типа РТВ, во втором — реле тока типа РТ-40 и реле времени РВ.

Расчёт уставок максимальной токовой защиты покажем на примере расчета МТЗ для ТП 4 - ТП 3 - ТП 2 - ТП 1

Максимальная токовая защита линий

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки:

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_H \cdot k_{с.з.}}{k_B} \cdot I_{р.маx}, \quad (93)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1$;
 $k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;
 $k_в$ – коэффициент возврата, $k_в = 0,95$;
 $I_{p.max.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_в} \cdot I_{p.max.},$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 263 = 305 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх.}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (94)$$

где $k_{сх.}$ – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;
 k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{ном.} = 400$ А, следовательно коэффициент трансформации определяется как:

$$k_T = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (95)$$

$$k_T = \frac{400}{5} = 80 \text{ А,}$$

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх.}}{k_T} \cdot I_{с.з.},$$

$$I_{c.p.} = \frac{1}{80} \cdot 305 = 3,81 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (96)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4820}{305} = 15,8 \geq 1,5.$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Время срабатывания выбирается по условиям согласования по току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{c.з.} = t_{p.з.} + \Delta t, \quad (97)$$

$$t_{c.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525,$$

Для остальных линий результаты расчёта МТЗ сведём в таблицу 37.

Таблица 37 – Расчёт МТЗ

Магистраль	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_{кл},$ А	$I_{НТТ},$ А	n_T	$I_{c.з.},$ кА	$I_{c.p.},$ А	$K_{\text{ч}}$	Сравнение
ТП4 - ТП3 - ТП2 - ТП1	9,66	4,82	335	400	80	0,305	3,81	15,8	15,8 > 1,5 - верно
ТП7 - ТП6 - ТП5	10,30	6,26	137	150	30	0,278	9,26	22,5	22,5 > 1,5 - верно

Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{c.з.} = k_n \cdot I_{к.тах}^{(3)}, \quad (98)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для микропроцессорной защиты равным 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 9,66 = 10,62 \text{ кА.}$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,82}{10,62} = 0,5 < 2 ,$$

где $I_{\text{эс}}^{(2)}$ – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{с.р.} = 1 \cdot \frac{10,62}{80} = 132,8 \text{ А .}$$

Выдержка времени ТО: $t_{с.з.} \approx 0,5 \text{ с .}$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 38.

Таблица 38 – Расчёт токовой отсечки

Магистраль	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_{кл},$ А	$I_{Н ТТ},$ А	$I_{с.з.},$ кА	n_T	$I_{с.р},$ А	$K_{\text{ч}}$	Сравнение
ТП4 - ТП3 - ТП2 - ТП1	9,66	4,82	335	400	10,62	80	132,8	0,50	0,5 < 2
ТП7 - ТП6 - ТП5	10,30	6,26	137	150	11,33	30	377,8	0,60	0,6 < 2

Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ защита от однофазных замыканий на землю выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для КЛ равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} , \quad (99)$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (100)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 18,6$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии равен, А:

$$I_{повр.л} = 1,35 \cdot 2 \cdot L = 7,8 .$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = 18,63 - 7,8 = 10,8 .$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = 10,8 / 1,5 = 7,2 .$$

Для остальных линий результаты расчёта защиты от однофазных замыканий на землю сведём в таблицу 39.

Таблица 39 – Расчёт защиты от однофазных замыканий на землю

Магистраль	$I_{\text{повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{ТНП.повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$
ТП4 - ТП3 - ТП2 - ТП1	7,8	10,8	7,2
ТП7 - ТП6 - ТП5	10,8	7,8	5,2

Релейную защиту линии 10 кВ выполняем на базе «Сириус-2-Л» (в дальнейшем – устройство) производитель ЗАО «РАДИУС Автоматика» Данное микропроцессорное устройство защиты, предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматике, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство предназначено для установки в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 6–35 кВ. Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство «Сириус-2-Л» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматике.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматике, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выпол-

ненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

Для защиты сетей до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические устройства в таких сетях базируются на использование простейших станций управления или автоматических воздушных выключателей. Для защиты трансформаторов со стороны 10 кВ тоже используют плавкие предохранители.

Релейную защиту линии выполним на базе микропроцессорной защиты «Сириус-2-Л» производитель ЗАО «РАДИУС Автоматика»

Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2-Л» (в дальнейшем – устройство), предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство предназначено для установки в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 6–35 кВ. Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство «Сириус-2-Л» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выпол-

ненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

10.3 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания.

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном} \quad (101)$$

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР отстраивается от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ).

$$t_{АВР} = t_{с.з.} + \Delta t, \quad (102)$$

$$t_{АВР} = 0,525 + 0,5 = 1,025 \text{ с.}$$

Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ТП

В соответствии с [15], защита РУ ПС от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Установка молниеотводов на зданиях ТП не является обязательной. В случае выполнения кровли здания полностью из металла или применения металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли. Плоскую неметаллическую или железобетонную кровлю защищают наложением молниеприемной сварной сетки из стальной проволоки непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. При этом для предотвращения нежелательной разности потенциалов между различными металлическими элементами здания (трубы, вентиляционные устройства, заземляющие спуски и пр.) они должны быть соединены между собой.

Защита зданий ТП от прямых ударов экономически оправдана при интенсивности грозовой деятельности 20 грозовых часов в год и более.

Число грозовых разрядов в ТП:

$$N_{ТП} = p_0 \cdot (A_C + 2 \cdot H_{ЭКВ}) \cdot (B_C + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot 10^{-6}, \quad (103)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на землю (для Приморского края $p_0 = 2.5$ 1/км²);

A_T, B_T – длина и ширина ТП ($A_T = 11,9$ м, $B_T = 4,75$ м);

$H_{ЭКВ}$ – эквивалентная высота, с которой ТП собирает боковые разряды молнии, при $h_C \leq 30$ м $R_{ЭКВ}$ определяется по следующей формуле.

$$H_{ЭКВ} = 5 \cdot h_C - \frac{2 \cdot h_C^2}{30}, \quad (104)$$

где h_c - высота ТП, м.

$$H_{\text{экв}} = 5 \cdot 3,5 - \frac{2 \cdot 3,5^2}{30} = 16,86 \text{ м.}$$

Грозопоражаемость ТП определяется по формуле, лет:

$$T_{\text{ТП}} = \frac{1}{N_{\text{ТП}}}. \quad (105)$$

Произведем расчет для РТП.

$$N_{\text{ТП}} = 2,5 \cdot (11,9 + 2 \cdot 11,9) \cdot (4,75 + 2 \cdot 4,75) \cdot 10^{-6} = 0,0043,$$

$$T_{\text{ТП}} = \frac{1}{0,0043} = 231,83.$$

Из расчетов видно, что грозопоражаемость ТП-1 составляет 1 раз в 232 года, что приемлемо, так как допустимая величина 1 раз в 200 лет.

Рассчитаем заземляющее устройство ТП. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{\text{эВ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (106)$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{грунт}$ - удельное сопротивление грунта, по [15] для неводоносных песков берём из диапазона 80-200 Ом·м;

d - диаметр электродов, м.

$$R_{ЭВ} = \frac{80}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,5 + 2)}{0,01 \cdot (4 \cdot 0,5 + 2)} \right] = 40,745 \text{ Ом.}$$

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (107)$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

$$R_{ЭГ} = \frac{80}{\pi \cdot 4,75} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 4,75}{\sqrt{2 \cdot 0,01 \cdot 0,5}} \right] = 22,88 \text{ Ом.}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})}, \quad (108)$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

n_B - число вертикальных электродов;

n_G - число горизонтальных электродов;

$$R = \frac{40,745 \cdot 22,88}{0,75 \cdot (8 \cdot 22,88 + 4 \cdot 40,745)} = 3,6 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{ЭB}}{\eta \cdot n_B}, \quad (109)$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 40,745}{0,75 \cdot 8} = 6,79 \text{ Ом.}$$

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (110)$$

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{4,75}{0,005} - 0,31 \right) = 1,375 \text{ мкГн/м.}$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_o \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{ЭГ}}, \quad (111)$$

где $\tau_\phi = 2 \text{ мкс}$ - длительность фронта тока молнии.

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{1,375 \cdot 4,75}{3 \cdot 2 \cdot 22,88} = 1,13 .$$

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{ЭГ}}, \quad (112)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,13 \cdot 22,88 = 25,85 \text{ Ом.}$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_{uB})}, \quad (113)$$

$$R_u = \frac{6,79 \cdot 25,85}{0,75 \cdot 8 (n_B \cdot 25,85 + 4 \cdot 6,79)} = 1 \text{ Ом.}$$

Результат расчета сведем в таблицу 40.

Таблица 40 – Результат расчёта заземления

№ п/п	Показатель	Обозначение	Величина
1	Длина вертикального электрода, м	l_B	2
2	Глубина заложения заземлителя, м	h_3	0,5
3	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	$\rho_{\text{грунт}}$	80
4	Диаметр электродов, м	d	0,01
5	Стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом	$R_{\text{ЭВ}}$	40,745
6	Длина горизонтальной полосы, м	l	4,75
7	Стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом	$R_{\text{ЭГ}}$	22,88
8	Число вертикальных электродов	n_B	8
9	Число горизонтальных электродов	n_{Γ}	4
10	Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом	R	3,6
11	Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом	R_{uB}	6,79
12	Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м	L_0	1,375
13	Импульсный коэффициент протяженного заземлителя	$\alpha_{u\Gamma}$	1,13
14	Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом	$R_{u\Gamma}$	25,85
15	Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом	R_u	1

Из таблицы 47 видно, что должный уровень электробезопасности, согласно ПУЭ, обеспечивается, так как стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом. В то же время по ПУЭ общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям.

Эскиз маслоприёмника представлен на рисунке 7.

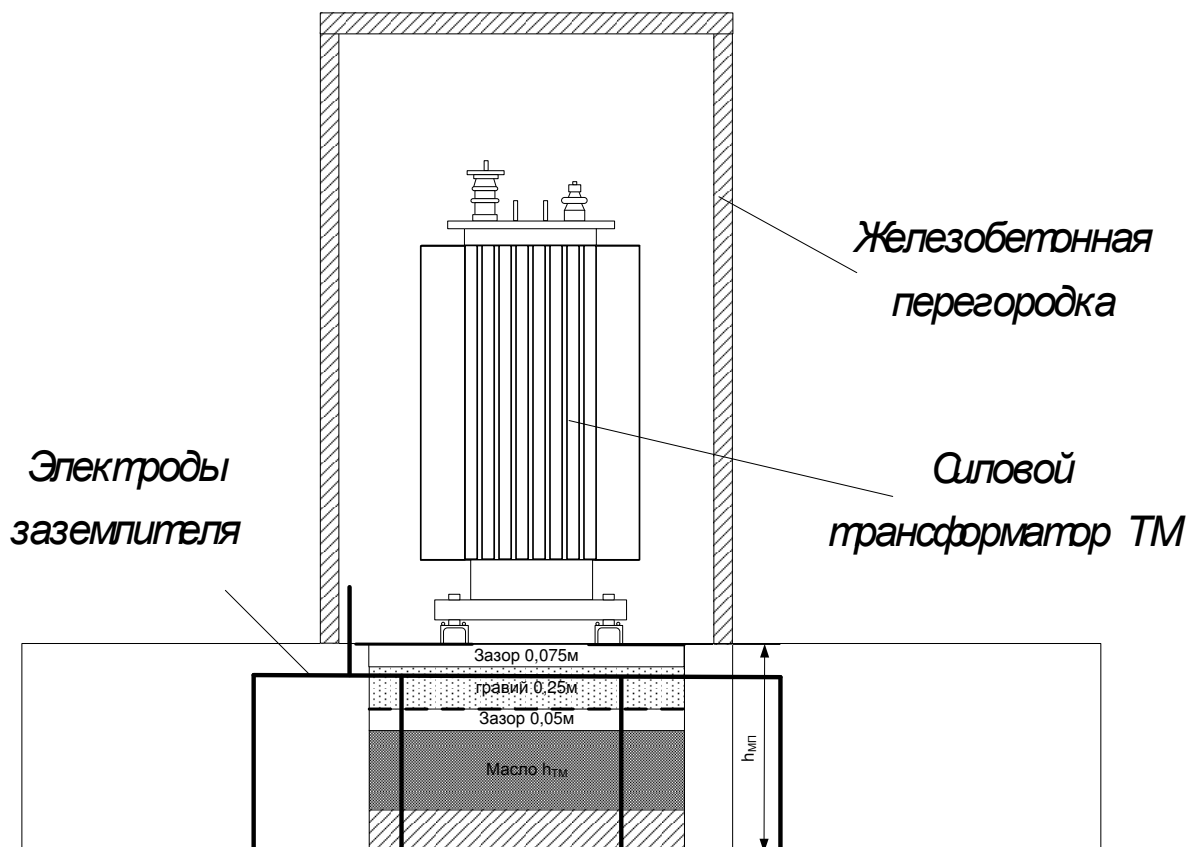


Рисунок 7 - Эскиз заземления ТП-1

Вертикальные электроды количеством 8 шт, длиной 2 м, диаметром 10 мм закладываем на глубину 0,5 м, соединяем между собой электродами того же диаметра.

12 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Необходимо рассмотреть меры безопасности при монтаже ячеек КРУ на ПС «Бурная» и КТП питающих комплекс «Аквамарин» в районе бухты Фёдорова.

Подключение системы электроснабжения комплекса «Аквамарин» напряжением 10 кВ осуществляется к ячейкам КРУ 10 кВ ПС «Бурная», при этом соблюдаются меры безопасности, [18].

При работе в РУНН 10 кВ ПС «Бурная» оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение, шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности "Стой! Напряжение"; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат "Работать здесь".

При работах вне КРУ в РУНН 10 кВ ПС «Бурная» на подключенном к ним оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты "Не включать! Работают люди" или "Не включать! Работа на линии".

При этом допускается:

- при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей;

- при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и ремонтным при условии запираания ее на замок. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

При установке заземлений в шкафу КРУ в РУНН 10 кВ ПС «Бурная» в случае работы на отходящих ВЛ необходимо учитывать требования:

- Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

- Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУНН 10 кВ ПС «Бурная», оснащенном вакуумными выключателями ВВТел-10, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты персонала от возникающих рентгеновских излучений.

При работах на оборудовании КТП питающих комплекс «Аквамарин» без отключения питающей линии напряжением 10 кВ разрешаются лишь те осмотры и ремонты, которые возможно выполнять, стоя на площадке и при условии соблюдения расстояний до токоведущих частей, находящихся под напряжением. Если эти расстояния меньше допустимых, то работа должна выполняться при отключении и заземлении токоведущих частей напряжением 10 кВ.

Допуск к работам КТП проектируемого комплекса «Аквамарин» независимо от наличия или отсутствия напряжения на линии должен быть произведен только после отключения сначала коммутационных аппаратов напряжением 0,4 кВ, затем линейного разъединителя напряжением 10 кВ и наложения заземления на токоведущие части КТП. Если возможна подача напряжения со стороны 380/220 В, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположной питающей стороны, приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления.

Осмотр силовых трансформаторов КТП проектируемого комплекса «Аквамарин» должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями.

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора КТП.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Для выполнения работ внутри баков трансформатора КТП проектируемого комплекса «Аквамарин» допускаются только специально подготовленные рабочие и специалисты, хорошо знающие пути перемещения, исключающие падение и травмирование во время выполнения работ или осмотров активной части. Спецодежда работающих должна быть чистой и удобной для передвижения, не иметь металлических застежек, защищать тело от перегрева и загрязнения маслом. Работать внутри трансформатора (реактора) следует в защитной каске и перчатках. В качестве обуви необходимо использовать резиновые сапоги.

Перед проникновением внутрь трансформатора КТП проектируемого комплекса «Аквамарин» следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20%.

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от лямочного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противоголозом.

Производитель работ при этом должен иметь группу IV.

Освещение при работе внутри трансформатора КТП проектируемого комплекса «Аквамарин» должно обеспечиваться переносными светильниками напряжением не более 12 В с защитной сеткой и только заводского исполнения или аккумуляторными фонарями. При этом разделительный трансформатор для переносного светильника должен быть установлен вне бака трансформатора.

Если в процессе работы в бак подается осушенный воздух (с точкой росы не выше - 40 °С), то общее время пребывания каждого работающего внутри трансформатора не должно превышать 4 часов в сутки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы была спроектирована и рассчитана система электроснабжения объектов комплекса «Аквамарин» в районе бухты Фёдорова.

Была разработана схема электроснабжения потребителей, выбор оборудования в сетях высоковольтного и низковольтного напряжения, проверена надежность электроснабжения. Рассмотрены меры безопасности при работах по подключению системы электроснабжения 10 кВ к центру питания.

Разработка схемы городской распределительной сети, а также ее проверка дает возможность понять задачи, которые ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.
2. URL: <http://www.arsoengineering.ru/about/partners/otis.ahtm> (доступ от 10.01.2017)
3. Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. – Чернигов: ЧГТУ, 2005. – 341с.
4. Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий. – М.:НТФ «Энергопресс», 2005. – 96 с.; ил.
5. Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2008. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).
6. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Москва, 2010 г.
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков. -М.: Энергоатомиздат, 2007. – 608 с.
8. URL: http://drsk.ru/tarify_na_kompensaciju_poter_pr17.html (доступ от 12.01.2017)
9. Фёдоров А.А.Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования/ А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова.- М.: Энергоатомиздат, 2007. – 369 с.
10. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2008. — 240 с: ил.
11. Китушин В. Г. Надёжность электроэнергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учеб. пособие. – Новосибирск.: Изд-во НГТУ, 2008. – 256 с.
12. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2013. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

13. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
14. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2012. — 964 с.
15. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
16. URL: <http://www.electroshield.ru/catalog/properties/3/689/> (доступ от 20.01.2017)
17. Правила устройства электроустановок/Министерство энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 648 с.
18. ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок
19. Экономика промышленности: учеб. пособие для вузов. В 3 т, Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. — В 3 кн. Кн. 1-3 / под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. - М.: изд-во МЭИ, 2008.
20. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
21. URL: <http://www.elportal.ru/prod.php?kid=1918> (доступ от 25.12.2016).
22. Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электрообеспечения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.
23. Микропроцессорная релейная защита и автоматика [Электронный ресурс]: офиц. сайт.— 27.12.2010.— режим доступа: <http://www.printsip.ru/cgi/shop/item/Sirius-2-L> – 02.01.2017.

Приложение А

Алгоритм расчёта надёжности сети 10 кВ

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_B := 0.004$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.В} := 8$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.В} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$	$a_{кз} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{о.п}$	$a_{о.п} := 0.0022$

Кабельные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л} := 0.075$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.л} := 16$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л} := 1$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.л} := 2$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш} := 0.03$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.сш} := 7$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш} := 0.166$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.сш} := 5$

КТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{кТП} := 0.05$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.кТП} := 10$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{кТП} := 0.4$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.кТП} := 4$

Вероятности отказа элементов схемы

$q_{л1} := 0.0003973$	$q_{сш} := 0.0000479$	$q_{рзшин} := 0.002$	$q_{рзтр} := 0.0012$
$q_{л2} := 0.0005479$	$q_{вст} := 0.0000073$	$q_{рзлин} := 0.0012$	$\omega_{рзв} := 0.0012$
$q_{кТП1} := 0.0001370$			

$$q_{\text{КТП2}} := 0.0001027$$

$$q_{\text{В3}} := q_{\text{Вст}} \dots \\ + a_{\text{КЗ}} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{\text{РЗШИН}}) \cdot (1 - q_{\text{РЗЛИН}})] \cdot [1 - (1 - q_{\text{СШ}}) \cdot (1 - q_{\text{Л1}})] \dots \\ + a_{\text{О.П.}} \cdot \frac{\mu_{\text{СШ}} + \mu_{\text{Л}}}{8760}$$

$$q_{\text{В3}} = 7.597 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{В4}} := q_{\text{Вст}} \dots \\ + a_{\text{КЗ}} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{\text{РЗШИН}}) \cdot (1 - q_{\text{РЗЛИН}})] \cdot [1 - (1 - q_{\text{СШ}}) \cdot (1 - q_{\text{Л1}})] \dots \\ + a_{\text{О.П.}} \cdot \frac{\mu_{\text{СШ}} + \mu_{\text{Л}}}{8760}$$

$$q_{\text{В4}} = 7.597 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{В5}} := q_{\text{Вст}} \dots \\ + a_{\text{КЗ}} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{\text{РЗШИН}}) \cdot (1 - q_{\text{РЗЛИН}})] \cdot [1 - (1 - q_{\text{СШ}}) \cdot (1 - q_{\text{Л2}})] \dots \\ + a_{\text{О.П.}} \cdot \frac{\mu_{\text{СШ}} + \mu_{\text{Л}}}{8760}$$

$$q_{\text{В5}} = 7.598 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{В6}} := q_{\text{Вст}} \dots \\ + a_{\text{КЗ}} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{\text{РЗШИН}}) \cdot (1 - q_{\text{РЗЛИН}})] \cdot [1 - (1 - q_{\text{СШ}}) \cdot (1 - q_{\text{Л2}})] \dots \\ + a_{\text{О.П.}} \cdot \frac{\mu_{\text{СШ}} + \mu_{\text{Л}}}{8760}$$

$$q_{\text{В6}} = 7.598 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{В7}} := q_{\text{Вст}} \dots \\ + a_{\text{КЗ}} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{\text{РЗШИН}}) \cdot (1 - q_{\text{РЗШИН}})] \cdot [1 - (1 - q_{\text{СШ}}) \cdot (1 - q_{\text{СШ}})] \dots \\ + a_{\text{О.П.}} \cdot \frac{2\mu_{\text{СШ}}}{8760}$$

$$q_{\text{В7}} = 7.384 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{\text{В3}} + q_{\text{В4}} + q_{\text{Л1}} + q_{\text{СШ}} \cdot 2 + q_{\text{КТП1}} \quad q_1 = 0.0006453$$

$$q_2 := q_{\text{В5}} + q_{\text{В6}} + q_{\text{Л2}} + q_{\text{СШ}} \cdot 2 + q_{\text{КТП2}} \quad q_2 = 0.0007616$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B3} := \omega_B + \omega_{p3B} \cdot 2.9 \omega_L \cdot (\omega_{cш}) + a_{o.п} \cdot (\mu_{cш} + \mu_L) \quad \omega_{B3} = 6.57303 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B4} := \omega_B + \omega_{p3B} \cdot 2.9 \omega_L \cdot (\omega_{cш}) + a_{o.п} \cdot (\mu_{cш} + \mu_L) \quad \omega_{B4} = 6.57303 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B5} := \omega_B + \omega_{p3B} \cdot 4 \omega_L \cdot (\omega_{cш}) + a_{o.п} \cdot (\mu_{cш} + \mu_L) \quad \omega_{B5} = 6.576 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B6} := \omega_B + \omega_{p3B} \cdot 4 \omega_L \cdot (\omega_{cш}) + a_{o.п} \cdot (\mu_{cш} + \mu_L) \quad \omega_{B6} = 6.576 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B7} := \omega_B + \omega_{p3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{cш}) + a_{o.п} \cdot (\mu_{cш})$$

$$\omega_1 := \omega_{cш} \cdot 2 + \omega_{B3} + \omega_{B4} + \omega_L \cdot (2.9) + 4 \omega_{кТП} \quad \omega_2 := \omega_{cш} \cdot 2 + \omega_{B5} + \omega_{B6} + \omega_L \cdot (4) + 3 \omega_{кТП}$$

$$\omega_1 = 0.491$$

$$\omega_2 = 0.523$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{сист} := \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot \omega_L$$

$$\omega_{сист} = 0.019251$$

Коэффициент

$$K_{пр1} := 1 - e^{\frac{-T_{р.л}}{T_{в.л}}} \quad K_{пр1} = 0.118$$

$$K_{пр2} := 1 - e^{\frac{-T_{р.л}}{T_{в.л}}} \quad K_{пр2} = 0.118$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{сб\text{без}АВР} := q_1 \cdot q_2 + K_{пр1} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{пр2} \cdot \omega_2 \cdot q_1$$

$$q_{сб\text{без}АВР} = 0.00008$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p1 := (1 - q_{B3}) \cdot [(1 - q_{р3шин}) \cdot (1 - q_{р3лин})] \quad p1 = 0.997$$

$$p2 := (1 - q_{B7}) \cdot (0.91) \quad p2 = 0.91$$

$$q_{сАВР} := q_{сб\text{без}АВР} \cdot p1 \cdot p2$$

$$q_{cABP} = 0.00007626$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{ПC} := q_{cABP}$$

$$K_{ПC} = 0.00007626$$

Коэффициент готовности

$$K_{ГC} := 1 - K_{ПC}$$

$$K_{ГC} = 0.99992$$

Время восстановления

$$t_{BC} := \frac{K_{ПC} \cdot 360}{\omega_{сист}} \quad t_{BC} = 1.426 \quad \text{сек}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_P := \frac{0.105}{\omega_{сист}} \quad T_P = 5.5 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_C := \frac{1}{\omega_{сист}} \quad T_C = 51.9 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 7014 КВт за год

$$W_{нед} := 7014 K_{ПC} \cdot 5000 \quad W_{нед} = 2674.3 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{огр} := 7014 K_{ПC} \cdot 1000 \quad P_{огр} = 534.8526 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

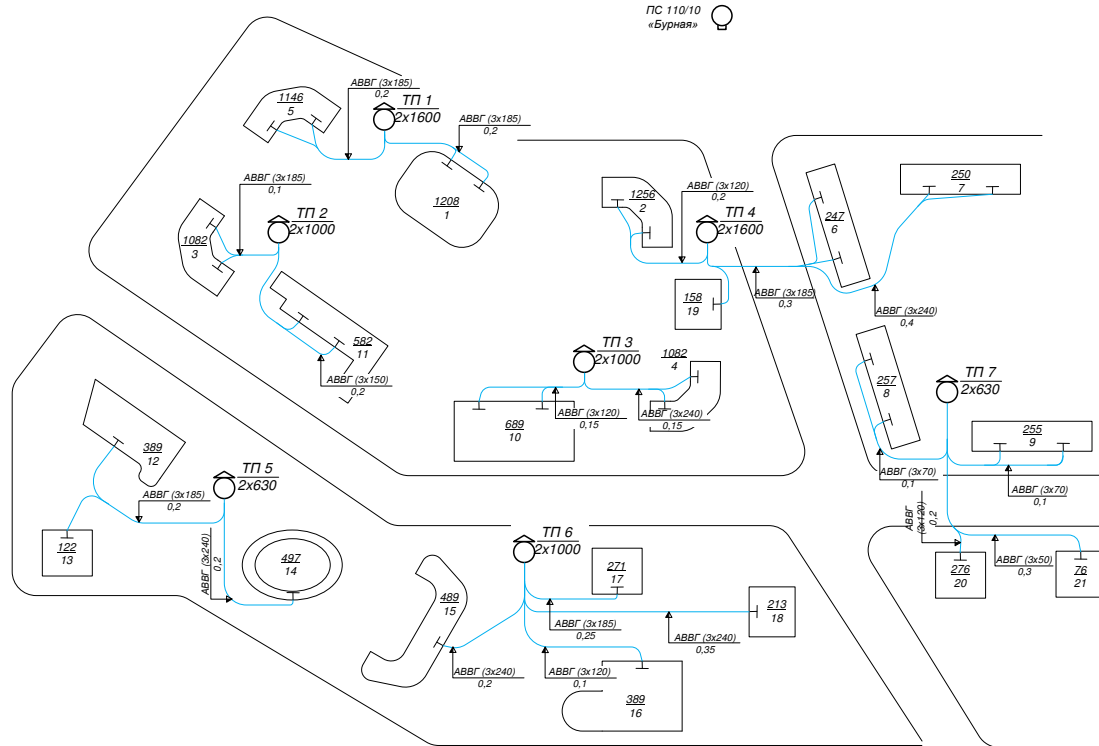
$$Y_{нед} := W_{нед} \cdot 2.44 \quad Y_{нед} = 6525.2 \quad \text{руб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ЛП
ВКР.104162.13.03.02

Потребители 0,4 кВ

Объект	№ на листе	Расчётная нагрузка на вводе		
		Рр, кВт	Ср, кВт	Ср, кВА
Точечный жилой дом 48 эт	1	1185	238	1208
Секционный жилой дом 36 эт	2	1232	248	1256
Секционный жилой дом 36 эт	3,4	1061	213	1082
Секционный жилой дом 36 эт	5	1124	226	1146
Панельный жилой дом 10 эт	6	242	49	247
Панельный жилой дом 10 эт	7	245	49	250
Панельный жилой дом 10 эт	8	252	51	257
Панельный жилой дом 10 эт	9	250	50	255
Автопарковка	10	675	136	689
Гостиница "Амурский залив"	11	506	289	582
Многофункциональный гостиничный комплекс курортного типа	12	360	147	389
Административное здание	13	108	57	122
Культурно-развлекательный центр	14	460	188	497
Административное здание	15	432	228	489
Оздоровительно-развлекательный центр	16	360	147	389
Торговый центр	17	240	127	271
Кафе	18	203	65	213
Школа	19	150	48	158
Супермаркет	20	240	137	276
Кинотеатр	21	70	29	76



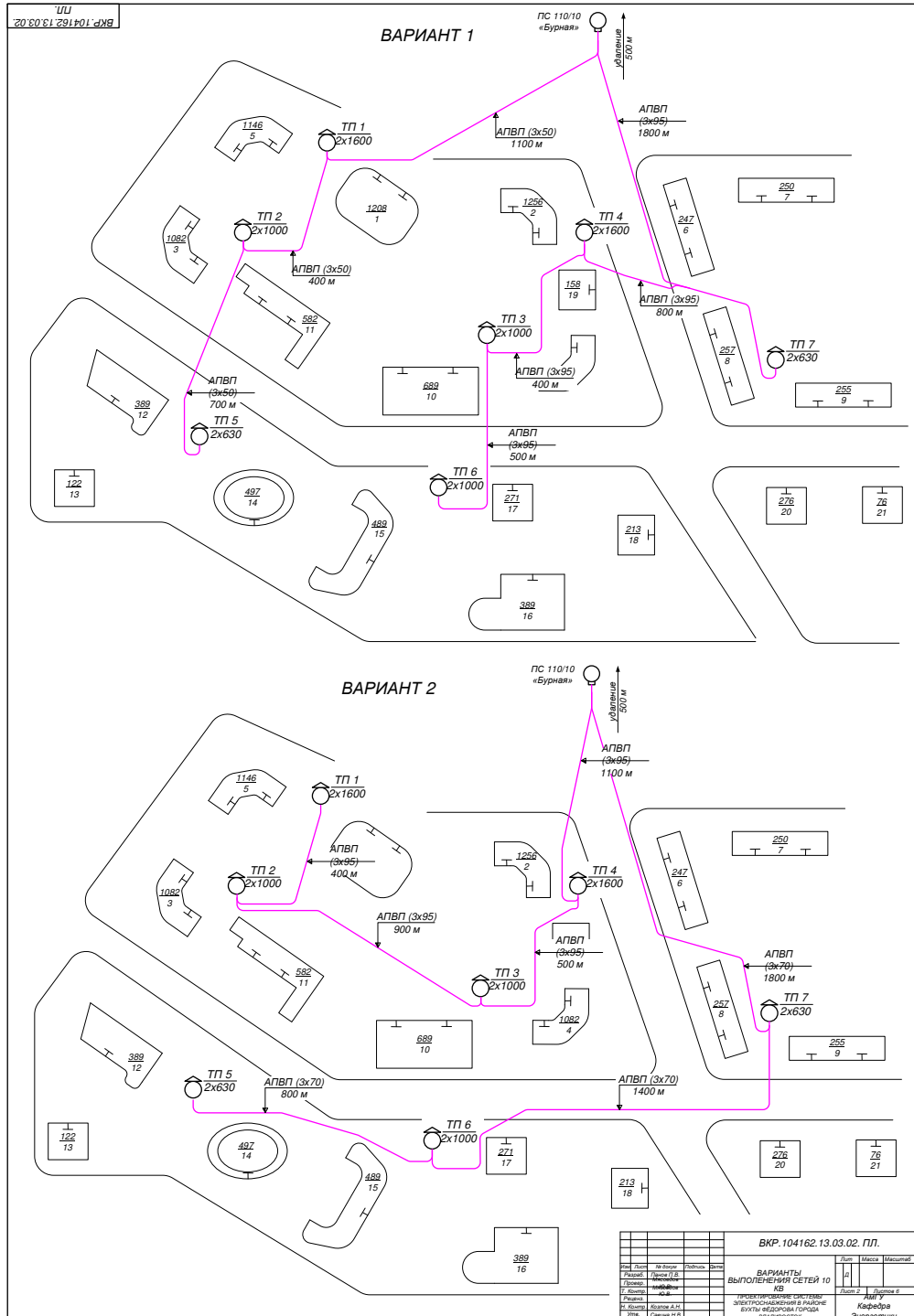
Общий вид района застройки



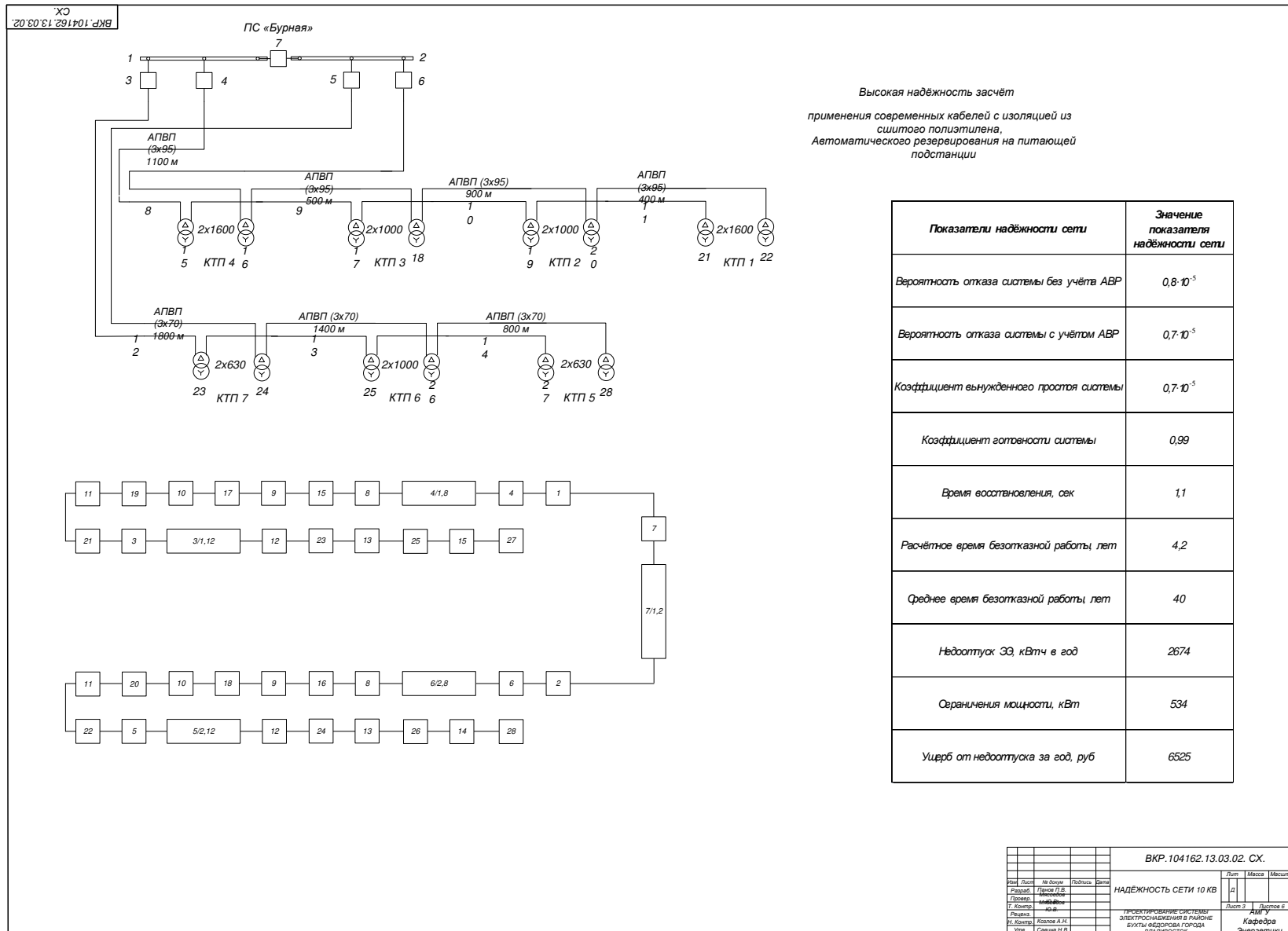
- 1 - Оздоровительно-развлекательный центр
- 2 - Культурно-развлекательный центр
- 3 - Мол
- 4 - КНС
- 5 - Административный комплекс
- 6 - Парковка (115 маши./мест)
- 7 - Многофункциональный гостиничный комплекс курортного типа
- 8 - Гостиница "Амурский залив"
- 9 - Торговый переход

ВКР.104162.13.03.02. ПЛ.				Лист	Масштаб	Масштаб
Имя	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Разработ	Лист 1 из 1					
Проектант						
Инженер						
Проверен						
Утверд						
ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В РАЙОНЕ БУДЫ МЕДОВОЙ ГОРОДА ВОЛГАДСКОГО				Лист 1	Листов 6	
КАДЕФРА				Инженер		
Савина И.В.				Зинярова И.		

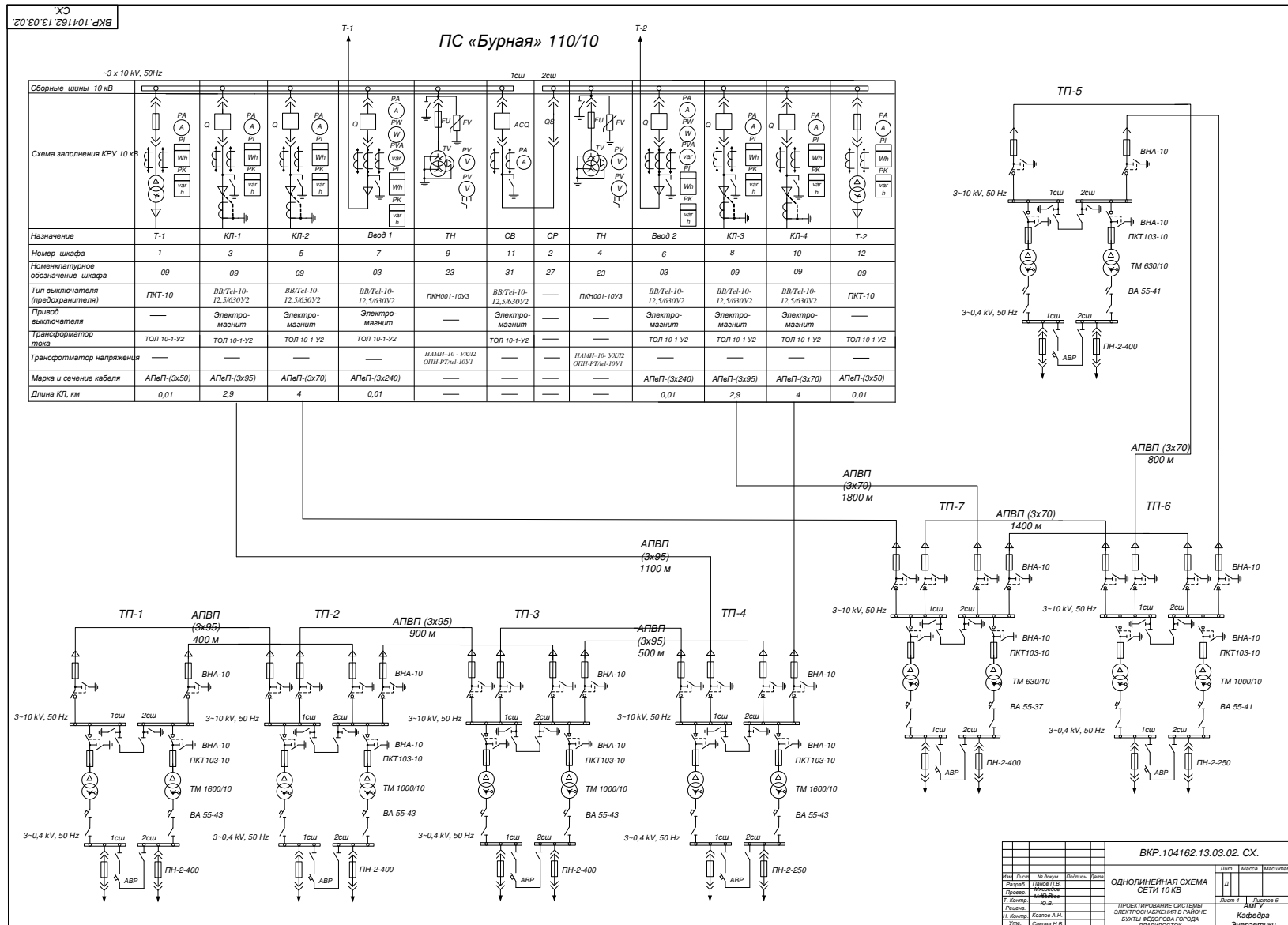
ПРИЛОЖЕНИЕ В



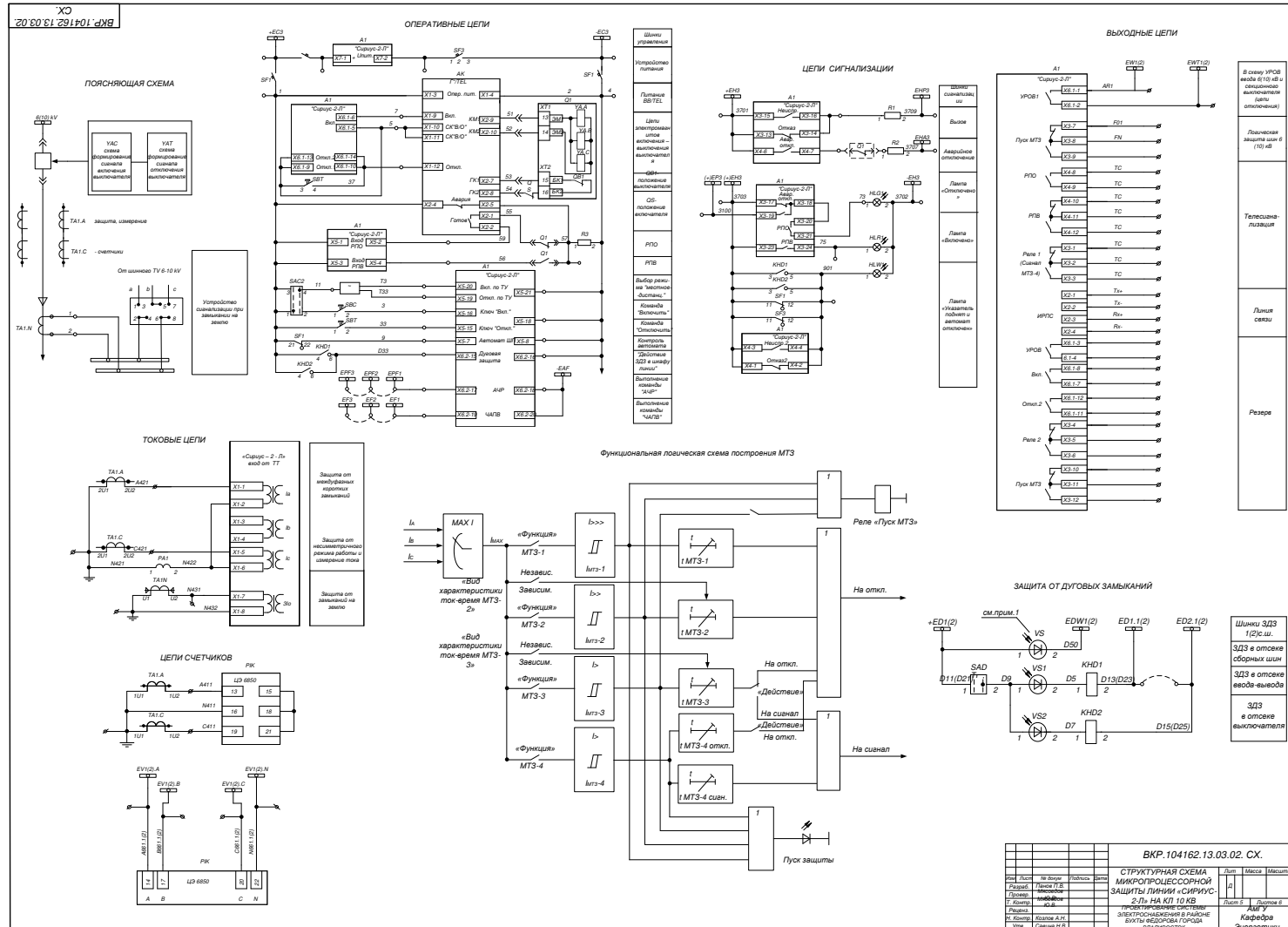
ПРИЛОЖЕНИЕ Г



ПРИЛОЖЕНИЕ Д



ПРИЛОЖЕНИЕ Е



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

