

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

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения жилого массива в районе улицы Шалаева города Биробиджан Еврейской автономной области.

Исполнитель

студент группы 242 об4

подпись, дата

С.Д. Шевченко

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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
«_____» _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента __Шевченко Станислава Дмитриевича__

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____ Проектирование системы электроснабжения жилого массива в районе улицы Шалаева города Биробиджан Еврейской автономной области _____
(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)

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента _____ факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 117 с, 26 рисунков, 65 таблиц, 32 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ТАРИФ.

В основной части бакалаврской работы были рассчитаны и спрогнозированы электрические нагрузки, представлен возможный вариант развития системы электроснабжения микрорайона «Светлый» г. Биробиджан, выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на проектируемой ПС «Светлая» и на КТП, выполнен расчет молниезащиты ПС «Светлая» и оценена ее надежность электроснабжения, выполнен расчет микропроцессорной релейной защиты и автоматики для трансформаторов на ПС «Светлая».

В организационно-экономической части рассчитаны капитальные вложения и бизнес план на развитие электрической сети.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
1 Основная часть	12
1.1 Характеристика города Биробиджан	12
1.1.1 Климатическая и географическая характеристика	12
1.1.2 Анализ электроприемников микрорайона «Светлый»	13
1.2 Расчет электрической нагрузки	15
1.2.1 Расчет электрических нагрузок ЭП	18
1.2.2 Расчет электрической нагрузки наружного освещения	23
1.2.3 Определение суммарной нагрузки микрорайона «Светлый»	25
1.3 Характеристика источников питания	25
1.4 Проектирование низковольтного электроснабжения микрорайона «Светлый»	25
1.4.1 Распределение нагрузки по ТП	25
1.4.2 Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ	26
1.4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	31
1.4.4 Компенсация реактивной мощности в сети 0,4 кВ	32
1.5 Проектирование высоковольтного электроснабжения	33
1.5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов городских ТП	33
1.5.2 Расчет нагрузок городских электрических сетей 10 кВ	34
1.5.3 Выбор типа пункта приема электроэнергии на стороне 10 кВ и места его расположения	37
1.5.4 Выбор сечений линий 10 кВ	37
1.5.5 Определение потерь мощности и напряжения в сетях 10 КВ	40
1.5.6 Выбор схемы и конструкции ТП	42
1.6 Проектирование внешнего электроснабжения	44
1.6.1 Определение величины высшего напряжения ПС «Светлая»	44
1.6.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС «Светлая»	44
1.6.3 Выбор сечений линии 110 кВ	45

1.6.4	Выбор схемы и конструкции ПС «Светлая»	46
1.7	Расчет токов короткого замыкания	47
1.7.1	Расчет токов короткого замыкания в высоковольтной сети	47
1.7.2	Расчет токов короткого замыкания сети 0,4 кВ	51
1.8	Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	53
1.9	Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС «Светлая»	54
1.9.1	Выбор и проверка выключателей	54
1.9.2	Выбор и проверка разъединителей	57
1.9.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	57
1.9.4	Выбор и проверка выключателей на стороне 10 кВ	60
1.9.5	Выбор и проверка заземляющих ножей	62
1.9.6	Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ	63
1.9.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	65
1.9.8	Выбор и проверка предохранителей для защиты ТН	66
1.9.9	Выбор и проверка сборных шин	67
1.9.10	Выбор и проверка изоляторов	68
1.9.11	Выбор и проверка ячеек КРУ	69
1.9.12	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	70
1.9.13	Выбор и проверка предохранителей для защиты ТСН	71
1.9.14	Выбор системы оперативного тока	72
1.9.15	Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор дугогасящих реакторов	73
1.10	Выбор и проверка аппаратуры на ТП	74
1.10.1	Выбор и проверка предохранителей	74
1.10.2	Выбор и проверка автоматических выключателей	75
1.10.3	Выбор и проверка выключателей нагрузки	76
1.11	Молниезащита ПС «Светлая»	89
1.11.1	Защита от прямых ударов молнии	89
1.11.2	Заземление ПС «Светлая»	91

1.11.3 ОПН на ПС «Светлая»	92
1.12 Оценка надежности ПС «Светлая»	93
1.13 Релейная защита и автоматизация системы электроснабжения микрорайона «Тихий»	95
1.13.1 Защита трансформаторов на ПС «Светлая»	97
2 Организационно – экономическая часть	105
2.1 Расчет капитальных вложений	105
2.1.1 Капитальные вложения на сооружение КЛ 0,4 кВ	105
2.1.2 Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ	106
2.1.3. Капиталовложения на сооружения КТП	106
2.1.4 Капиталовложения на сооружение ПС «Светлая»	107
2.1.5 Капиталовложения на сооружение КЛ 110 кВ	108
2.1.6 Капиталовложения на сооружение СЭС	108
2.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	109
2.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети	109
2.2.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери	112
2.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала	113
2.4 Расчет заработной платы, налога на социальные нужды и медицинское страхование	116
2.4.1 Расчет заработной платы	116
2.4.2 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование	117
2.4.3 Расчет прочих затрат	117
2.5 Расчет себестоимости электрической энергии	117
2.6 Оценка экономической эффективности проекта	118
2.7 Заключение	122
Заключение	123
Библиографический список	124

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

КЛ – кабельная линия

КЗ – короткое замыкание

КУ – компенсирующее устройство

КРМ – компенсация реактивной мощности

КРУ – комплектное распределительное устройство

МТЗ – максимальная токовая защита

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

ПС – подстанция

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ТН – трансформатор напряжения

ТО – токовая отсечка

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТП – трансформаторная подстанция

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ЭП - электроприемник

ЭЭС – электроэнергетическая система

ПУ – прибор учета

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика города Биробиджан

Биробиджан — административный центр Еврейской автономной области, расположен на берегах реки Биры, притока Амура. Площадь города составляет около 37 тыс. км². Биробиджан — административный, экономический и культурный центр Еврейской автономной области. Численность населения города Биробиджана изменялась на протяжении всего его существования. На 2016 г. она составила 74549 чел.

Географическое расположение города определило его умеренно муссонный климат с очень холодной и сухой зимой, жарким и влажным летом. Среднегодовая температура воздуха составляет 1,9 °С, при средней скорости ветра — 1,7 м/с.

В Биробиджане развита машиностроительная и легкая отрасли промышленности, металлургия, энергетика.

Основным источником централизованного теплоснабжения города является Биробиджанская ТЭЦ, которая входит в состав ОАО «ДГК», филиал «Хабаровская теплосетевая компания».

1.1.1 Климатическая и географическая характеристика

Зима в г. Биробиджан обусловлена малооблачной, малоснежной и морозной погодой. Средняя месячная температура самого холодного месяца зимы января колеблется от минус 21,2° С до минус 26,5° С.

В весенние месяцы наблюдаются сильные ветры, что ухудшает условия пребывания человека на открытом воздухе. Скорость ветра превышает 15 м/с. Осенью же преобладает преимущественно устойчивая погода с сухими ясными днями.

Лето в свою очередь характеризуется теплыми влажными условиями со средними температурами июля 18-22 °С и максимальными значениями до 41 °С. Летом выпадает до 61 % годовой суммы осадков.

Климатическая и географическая характеристика микрорайона «Светлый» представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические и географические условия г. Биробиджан

Климатические и географические характеристики	Описание
Географическое расположение города	Расположен на берегах реки Биры, притока Амура. Площадь города составляет около 36 тыс. км ² .
Район по ветру, скоростной напор ветра	Район по ветровому давлению – IV.
Район по гололеду, глубина промерзания грунта	По толщине стенки гололеда – IV район. Глубина промерзания грунта составляет 20 мм.
Максимальная, минимальная и средняя температуры окружающего воздуха	Среднегодовая температура воздуха +1,7 °С. Самый тёплый месяц — август, с температурой +21 °С, самый холодный — январь –26,5 °С.
Рельеф местности	Широко представлен холмистый и горный рельеф
Сейсмичность района	Соответствует 7 бальной шкале
Число грозных часов	Среднегодовая продолжительность гроз составляет 20-40 ч.[1]
Климатическая зона	IV

1.1.2 Анализ электроприемников микрорайона «Светлый»

Жилой район «Светлый» в г. Биробиджан характеризуется комплексной застройкой и рассчитан на 40-50 тысяч человек населения. В микрорайоне "Светлый" поднимутся дома высотой от 5 до 9-ти этажей, по периметру появится малоэтажная застройка, будут построены общественные здания и сооружения: детские сады, школы, поликлиники, торговые центры, а также оздоровительный комплекс. Также в рассматриваемом жилом массиве будет построено четыре улицы: Шелаева, Местная, Уфимская, Широкая.

Экспликация всех зданий и сооружений микрорайона «Светлый» г. Биробиджан показана в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Экспликация жилых зданий микрорайона «Светлый»
г. Биробиджан

№	Тип потребителя	Кол-во лифтов, шт.,	Кол-во этажей, шт.,	Кол-во этажей/ кол-во квартир, шт.,	Удельная нагрузка квартир, кВт/квартира.
1	2	3	4	5	6
1	Жилой дом	-	5	150	1,4
2	Жилой дом	-	5	150	1,4
3	Жилой дом	-	5	150	1,4
4	Жилой дом	-	5	120	1,88
5	Жилой дом	-	5	120	1,88
6	Жилой дом	-	5	120	1,88
7	Жилой дом	-	5	80	1,8
8	Жилой дом	-	5	150	1,4
9	Жилой дом	-	5	270	1,33
10	Жилой дом	-	5	500	1,25
11	Жилой дом	-	5	270	1,33
12	Жилой дом	-	5	270	1,33
13	Жилой дом	-	5	120	1,88
14	Жилой дом	-	5	120	1,88
15	Жилой дом	-	5	120	1,88
16	Жилой дом	-	5	270	1,33
17	Жилой дом	3	9	108	1,55
18	Жилой дом	4	9	144	1,41
19	Жилой дом	4	9	144	1,41
20	Жилой дом	7	9	252	1,33
21	Жилой дом	7	9	252	1,33
22	Жилой дом	7	9	252	1,33
23	Жилой дом	-	5	120	1,88
24	Жилой дом	-	5	120	1,88
25	Жилой дом	-	5	120	1,88
26	Жилой дом	7	9	252	1,33
27	Жилой дом	4	9	144	1,41
28	Жилой дом	8	9	216	1,345
29	Жилой дом	4	9	144	1,41
30	Жилой дом	4	9	144	1,41
31	Жилой дом	8	9	216	1,345
32	Жилой дом	7	9	252	1,33
33	Жилой дом	7	9	252	1,33
34	Жилой дом	-	5	270	1,33
35	Жилой дом	-	5	120	1,88
36	Жилой дом	-	5	120	1,88
37	Жилой дом	-	5	120	1,88
38	Жилой дом	-	5	150	1,4
39	Жилой дом	-	5	150	1,4
40	Жилой дом	-	5	150	1,4
41	Жилой дом	-	5	120	1,88
42	Жилой дом	-	5	120	1,88
43	Жилой дом	-	5	120	1,88
44	Жилой дом	8	9	216	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
45	Жилой дом	4	9	144	1,41
46	Жилой дом	4	9	144	1,41
47	Жилой дом	4	9	144	1,41
48	Жилой дом	5	9	135	1,47
49	Жилой дом	5	9	135	1,47
50	Жилой дом	5	9	135	1,47
51	Жилой дом	-	5	270	1,33
52	Жилой дом	3	9	108	1,55
53	Жилой дом	3	9	108	1,55

Таблица 3 – Экспликация общественных зданий и сооружений жилого массива «Светлый» г. Биробиджан

№	Тип потребителя	Кол-во потребителей, шт.,	Кол-во мест, кол-во посещений в смену, шт., / занимаемая площадь, кв.м.	Удельная нагрузка здания, кВт/место, кВт/площадь.
1	Детский сад	4	240	0,46
2	Школа	3	825	0,25
3	Оздоровительный комплекс	1	7 тыс.кв.м	0,25
4	Детская поликлиника	1	400	0,36
5	Взрослая поликлиника	1	600	0,36
6	Магазин	2	600кв.м	0,16
7	Магазин	4	400кв.м	0,16
8	Магазин	5	80кв.м	0,25

Анализируя таблицы 2 и 3 можно выявить, что в микрорайоне «Светлый» преобладает бытовая нагрузка с электропищеприготовлением.

В рассматриваемом жилом массиве представлены ЭП II и III категории.

1.2 Расчет электрической нагрузки

В качестве метода расчета электрических нагрузок принят метод расчета нагрузки по удельным показателям [15].

В проектируемом микрорайоне «Светлый» представлена бытовая и коммунально-бытовая нагрузка.

Отсюда, расчет нагрузок по выбранному методу делится на этапы:

- расчет электрических нагрузок бытовых потребителей;
- расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей;
- расчет электрической нагрузки наружного освещения.

1. Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

Расчетная нагрузка жилых домов определяется исходя из нагрузки одного потребителя, в качестве которого выступает квартира средней общей площадью 70 м² (квартиры от 35 до 90 м²) и 150 м² (квартиры от 100 до 300 м²) в домах повышенной комфортности.

Расчетная мощность жилого дома определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д.} = P_{кв} + k_{у.м.} \cdot P_c \quad (1)$$

где $k_{у.м.}$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых ЭП, ($k_{у.м.} = 0,9$) [15];

$P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир;

P_c - расчетная нагрузка силовых ЭП.

Расчетная электрическая нагрузка каартир ($P_{кв}$), приведенная к вводу жилого дома:

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

где $P_{кв.уд.}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка ЭП квартир [15];

$n_{кв}$ - число квартир в доме.

При наличии централизованного кондиционирования в качестве удельной расчетной нагрузки квартир принимается значение удельной нагрузки для каартир повышгнной комфортности.

Расчетная нагрузка силовых ЭП, приведеная к вводу жилого дома:

$$P_c = P_{р.л.} + P_{ст.уд.} \quad (3)$$

где $P_{р.л.}$ - расчетная мощность лифтовых установок;

$P_{ст.уд.}$ - расчетная мощность насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств.

Расчетная мощность лифтовых установок и различных санитарно-технических устройств:

$$P_{p.i.} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_i \quad (4)$$

где P_i - мощность электродвигателя (ЭД) лифта или установленных санитарно-технических устройств [27];

n - число лифтов, санитарно-технических устройств в доме;

k_c - коэффициент спроса для лифта, санитарно-технических устройств.

Мощность резервных ЭД, а также ЭП противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

Для определения реактивной мощности пользуемся также вышеприведенными формулами.

Удельная нагрузка квартир для промежуточного числа квартир (отличных от табличных) определяется интерполяцией. При интерполяции пользуются формулой:

$$P_{квi} = \frac{(n_{квi} - n_{кв1})}{(n_{кв2} - n_{кв1})} \cdot (P_{кв2} - P_{кв1}) + P_{кв1}, \quad (5)$$

где $P_{квi}$ - удельная мощность i квартир в доме.

2. Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Электрическая нагрузка общественного здания определяется по площади здания либо по числу мест.

В рассматриваемом микрорайоне вся общественная нагрузка представлена отдельностоящей.

Таким образом, нагрузка общественного здания определяется по формуле:

$$P_{общ.зд.} = P_{уд.общ.зд.} \cdot W_{общ.зд} \quad (6)$$

где $P_{уд.общ.зд.}$ - удельная нагрузка общественных зданий;

$W_{\text{общ.зд}}$ - площадь общественного здания либо число мест.

Реактивная нагрузка общественного здания:

$$Q_{\text{общ.зд.}} = P_{\text{общ.зд.}} \cdot \text{tg} \quad (7)$$

где $\text{tg} \varphi$ - расчетный коэффициент реактивной нагрузки, [15].

1.2.1 Расчет электрических нагрузок ЭП

— Бытовые потребители

Расчет электрической нагрузки потребителей рассмотрен на примере жилого 9-ти этажного дома, в котором 216 квартир:

Расчетная электрическая нагрузка квартир ($P_{\text{кв}}$), приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд.}} \cdot n_{\text{кв}} = 1,345 \cdot 216 = 290,5 \text{ кВт.} \quad (8)$$

Расчетная мощность лифтовых установок:

$$P_{\text{п.л.}} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{ли}} = 0,9 \cdot (8 \cdot 4,5) = 18 \text{ кВт.} \quad (9)$$

где k_c - коэффициент спроса лифтовых установок равен 0,9 [15].

Расчетная мощность насосов водоснабжения, и других санитарно-технических устройств:

$$P_{\text{см.у.}} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{см.у.}i} = 0,75 \cdot (10 \cdot 2 \cdot 8) = 120 \text{ кВт,} \quad (10)$$

где k_c - коэффициент спроса санитарно-технических устройств равен 0,75.

Расчетная электрическая нагрузка силовых ЭП:

$$P_c = 18 + 120 = 138 \text{ кВт.}$$

Расчетная мощность жилого дома:

$$P_{p.ж.д.} = 290,5 + 0,9 \cdot 138 = 414,72 \text{ кВт}, \quad (11)$$

где $k_{y.л.}$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых ЭП равен 0,9.

Реактивная расчетная нагрузка:

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot tg\varphi_{кв} = 290,5 \cdot 0,2 = 58,104 \text{ квар}; \quad (12)$$

$$Q_{p.л.} = P_{p.л.} \cdot tg\varphi_{p.л.} = 18 \cdot 1,17 = 21,06 \text{ квар}; \quad (13)$$

$$Q_{ст.у.} = P_{ст.у.} \cdot tg\varphi_{ст.у.} = 120 \cdot 0,75 = 90 \text{ квар}; \quad (14)$$

$$Q_c = Q_{p.л.} + Q_{ст.у.} = 21,06 + 90 = 111,06 \text{ квар}; \quad (15)$$

$$Q_{p.ж.д.} = Q_{кв} + 0,9 \cdot Q_c = 58,104 + 0,9 \cdot 111,06 = 158,058 \text{ квар}; \quad (16)$$

— Коммунально-бытовые потребители

Расчет нагрузки коммунально-бытовых существующих потребителей представлен на примере школы.

Электрическая нагрузка школы, рассчитанной на 825 учащихся:

$$P_{шк.} = P_{уд.шк.} \cdot N_{мест} = 0,25 \cdot 825 = 206,25 \text{ кВт}, \quad (17)$$

где $P_{уд.шк.}$ - удельная нагрузка школы [15].

$$Q_{шк.} = P_{шк.} \cdot tg\varphi = 206,25 \cdot 0,38 = 78,38 \text{ квар}. \quad (18)$$

Расчет остальной существующей нагрузки сведен в таблицы 4-7.

Таблица 4 - Результаты расчета электрических активных нагрузок бытовых потребителей

Тип ЭП	Кол-во ЭП	Удельная нагрузка квартир, кВт	Кол-во квартир	Нагрузка квартир, кВт	Кол-во лифтов	Коэффициент спроса лифтовых установок	Мощность электродвигателя лифта, кВт	Расчетная мощность лифтовых установок, кВт	Коэффициент спроса санитарно-технических устройств	Мощность электродвигателя санитарно-технических устройств, кВт	Расчетная мощность санитарно-технических устройств, кВт	Нагрузка силовых ЭП, кВт	Мощность жилого дома, кВт	Суммарная мощность ЭП кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
9-ти этажные дома														
Жилой дом	3	1,47	135	198,5	5	0,5	4,5	15,75	0,7	10	70	85,75	275,63	826,88
Жилой дом	6	1,33	252	235,2	7	0,6	4,5	34,65	0,65	10	182	216,65	865,31	2598,75
Жилой дом	3	1,345	216	290,5	8	0,5	4,5	18	0,75	10	120	138	414,72	1244,16
Жилой дом	3	1,55	108	167,4	3	0,5	4,5	10,8	0,75	10	45	55,8	217,62	652,86
Жилой дом	8	1,41	144	203,0	4	0,7	4,5	25,2	0,7	10	112	137,2	529,56	2118,24
5-ти этажные дома														
Жилой дом	7	1,4	150	210	-	-	-	-	-	-	-	-	210	1470
Жилой дом	1	1,8	80	144	-	-	-	-	-	-	-	-	144	144
Жилой дом	6	1,33	270	359,1	-	-	-	-	-	-	-	-	359,1	2154,6
Жилой дом	1	1,25	500	625	-	-	-	-	-	-	-	-	625	625
Жилой дом	15	1,88	120	225,6	-	-	-	-	-	-	-	-	225,6	3384

Таблица 5 - Результаты расчета электрических активных нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Тип ЭП	Количество ЭП	Удельная нагрузка ЭП, кВт	Кол-во мест, занимаемая площадь	Нагрузка ЭП, кВт	Суммарная нагрузка ЭП, кВт
Детский сад	4	0,46	240	110,4	441,6
Школа	3	0,25	825	206,25	618,75
Детская поликлиника	1	0,36	400	144	144
Взрослая поликлиника	1	0,36	600	216	216
Магазин	5	0,16	400	64	320
Магазин	5	0,25	80	20	100
Магазин	1	0,16	600	96	96
Оздоровительное учреждение	1	0,25	7000	1750	1750

Таблица 6 – Результаты расчета электрической реактивной нагрузки существующих бытовых потребителей

Тип ЭП	Кол-во ЭП	Кол-во квартир	Кол-во лифтов	Реактивная нагрузка квартир, квар	Реактивная нагрузка лифтов, квар	Реактивная нагрузка санитарно-технических устройств, квар	Силовая реактивная нагрузка, квар	Реактивная нагрузка жилого дома, квар	Суммарная реактивная нагрузка ЭП, квар
9-ти этажные дома									
Жилой дом	3	135	5	39,69	18,43	52,5	70,93	103,52	310,57
Жилой дом	6	252	7	67,03	40,54	136,5	177,04	293,4	883,51
Жилой дом	3	216	8	58,10	21,06	90	111,06	158,06	474,17
Жилой дом	3	108	3	33,48	12,65	33,75	46,39	75,23	225,68
Жилой дом	8	144	4	40,61	29,48	84	113,48	183,36	733,41
5-ти этажные дома									
Жилой дом	1	150	-	42	-	-	-	42	252
Жилой дом	6	150	-	42	-	-	-	42	42
Жилой дом	1	80	-	28,8	-	-	-	28,8	28,8
Жилой дом	3	270	-	71,82	-	-	-	71,82	215,46
Жилой дом	3	270	-	71,82	-	-	-	71,82	215,46
Жилой дом	1	500	-	125	-	-	-	125	125
Жилой дом	15	120	-	45,12	-	-	-	45,12	676,8

Таблица 7 – Результаты расчета электрической реактивной нагрузки существующих коммунально-бытовых потребителей

Тип ЭП	Кол-во ЭП	Кол-во мест, занимаемая площадь	Реактивная нагрузка ЭП, квар	Суммарная реактивная нагрузка ЭП, квар
Детский сад	4	240	27,6	110,4
Школа	3	825	78,38	235,13
Детская поликлиника	1	400	61,92	61,92
Взрослая поликлиника	1	600	92,88	92,88
Магазин	5	400	30,72	153,6
Магазин	5	80	15	75
Магазин	1	600	46,08	46,08
Оздоровительное учреждение	1	7000	665	665

1.2.2 Расчет электрической нагрузки наружного освещения

Расчет нагрузки сетей наружного освещения города определяется как сумма осветительных установок с учетом коэффициента использования. При этом мощность осветительных установок устанавливается на основе светотехнического расчета с учетом характера освещаемой территории, действительных норм освещенности, типа и параметра используемых светильников.

В результате светотехнического расчета устанавливается удельная мощность освещения, относимая к 1 м² освещаемой поверхности:

$$P_{oc} = (P_l + \Delta P_{ПРА}) \cdot \frac{m \cdot M}{l \cdot b}, \text{ Вт/м}^2 \quad (19)$$

где P_l - номинальная мощность лампы, Вт;

$\Delta P_{ПРА}$ - потери в пускорегулирующей аппаратуре газоразрядных ламп, Вт [15];

m - число светильников фонаря, относящихся к одному ряду;

M - число рядов светильников;

l - шаг фонарей отдельных светильников, м;

b - ширина проезжей части улицы, тротуара и т.д., м.

Удельная мощность установки определяется для всех участков территории, отличающихся схемой размещения светильников и мощностью ламп.

Определяется мощность установки:

$$P_{уст} = P_{ос} \cdot S \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \quad (20)$$

Расчетная нагрузка сети наружного освещения определится путем суммирования установок, питаемых от рассматриваемого элемента системы электроснабжения:

$$P_{ос} = \sum_{i=1}^n P_{уст i} \cdot \quad (21)$$

Для осуществления освещения в выбранном микрорайоне приняты дуговые натриевые лампы ДНаТ номинальной мощностью 400 Вт. Для ламп данной мощности применяется электронная пускорегулирующая аппаратура, которая характеризует высокое качество потребляемой электроэнергии - коэффициент мощности близкий к единице (0,98) [15].

Освещение выполнено однорядно, расстояние между фонарями $l = 30$ м. Данные для расчета нагрузки освещения по формулам 19-21 и его результаты приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет нагрузки наружного освещения

Улица	Ширина дороги, м	Длина участка улицы, м	Число светильников одного фонаря	Число рядов светильников	Нагрузка сети наружного освещения, Вт/м ²	Мощность установки освещения	
						Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, Квар
Шалаева	10	1130	2	2	5,493	7,58	3,032
Местная	10	1150	2	2	5,493	7,58	3,032
Уфимская	10	1125	2	2	5,493	7,58	3,032
Широкая	10	1750	2	2	5,493	7,58	3,032
Итого:						30,32	12,128

1.2.3 Определение суммарной нагрузки микрорайона «Светлый»

Расчет суммарной нагрузки микрорайона «Светлый» определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma_{нагр}} &= P_{\Sigma_{нагр}} + P_{осв} = 18507,54 + 30,32 = \\ &= 18537,86 \text{ кВт} = 18,54 \text{ МВт}; \end{aligned} \quad (22)$$

$$\begin{aligned} Q_{\Sigma_{нагр}} &= Q_{\Sigma_{нагр}}^{существ} + Q_{\Sigma_{нагр}}^{вн.ввод} + Q_{осв} = 5527,54 + 12,128 = \\ &= 5539,67 \text{ квар} = 5,54 \text{ Мвар}. \end{aligned} \quad (23)$$

Также по проекту развития микрорайона планируется малоэтажная застройка, нагрузка которой должна составить 9 МВт. Следовательно, общая нагрузка микрорайона «Светлый» и его окружающей застройки будет равна 27,54 МВт.

1.3 Характеристика источников питания

По географическому расположению микрорайона «Светлый» в качестве источников питания могут быть представлены ПС «Биробиджан» 220/110/10 кВ. ПС «Биробиджан» введена в эксплуатацию в 1965 году. На ПС установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВт и два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВт.

1.4 Проектирование низковольтного электроснабжения микрорайона «Светлый»

1.4.1 Распределение нагрузки по ТП

В городах мощность трансформаторов в зависимости от плотности нагрузки на шинах 0,4 кВ принимается равной 160-1000 кВА [15].

Распределение нагрузки микрорайона «Светлый» по ТП зависит от географического расположения зданий и сооружений, от плотности нагрузки, а также от занимаемой площади под постройку ТП выбранной мощности. Распределение потребителей по ТП показано в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение потребителей по ТП микрорайона «Светлый»

№ ТП	Номера домов из экспликации	№ ТП	Номера домов из экспликации
ТП 1	Жилой дом №1	ТП 20	Жилой дом №26
	Жилой дом №4		Жилой дом №27
ТП 2	Жилой дом №2	ТП 21	Магазин
	Жилой дом №5		Жилой дом №28
ТП 3	Жилой дом №3	ТП 22	Магазин
	Магазин		Жилой дом №30
ТП 4	Жилой дом №6	ТП 23	Жилой дом №32
	Школа		Жилой дом №31
ТП 5	Жилой дом №7	ТП 24	Магазин
	Жилой дом №8		Жилой дом №33
ТП 6	Жилой дом №9	ТП 25	Детский сад
	Детский сад		Жилой дом №34
ТП 7	Жилой дом №10	ТП 26	Жилой дом №35
ТП 8	Жилой дом №11		Школа
ТП 9	Жилой дом №12		Магазин
	Магазин	ТП 27	Жилой дом №36
ТП 10	Жилой дом №13		ТП 28
	Школа	Жилой дом №38	
ТП 11	Жилой дом №14	ТП 29	Жилой дом №41
	Жилой дом №15		Жилой дом №39
ТП12	Жилой дом №16	ТП 30	Жилой дом №42
ТП 13	Жилой дом №17		Жилой дом №40
	Магазин		Взрослая поликлиника
	Детский сад	Жилой дом №43	
ТП 14	Жилой дом №18	ТП 31	Жилой дом №44
	Детская поликлиника	ТП 32- ТП 34	Оздоровительное учреждение
ТП 15	Жилой дом №19	ТП 35	Детский сад
	Жилой дом №20		Жилой дом №45
	Магазин	ТП 36	Жилой дом №46
ТП 16	Жилой дом №21		Жилой дом №47
	Магазин	ТП 37	Жилой дом №48
ТП 17	Жилой дом №22		Жилой дом №49
	Магазин	ТП 38	Жилой дом №50
ТП 18	Жилой дом №23		Жилой дом №53
	Жилой дом №24		Магазин
ТП 19	Жилой дом №25	ТП 39	Жилой дом №51
	Жилой дом №29		Жилой дом №52

1.4.2 Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ

Расчетные электрические нагрузки линий до 1 кВ при смешаном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяют по выражению:

$$P_{P.L.} = P_{зд. max} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зdi} , \quad (24)$$

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

$P_{зdi}$ - расчетная нагрузка других зданий, питаемых по линии;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов [15].

Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ показан на примере ТП 30.

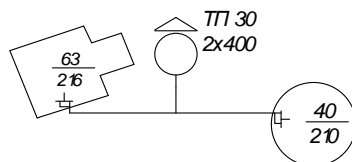


Рисунок 1 – Схема сети питания 0,4 кВ ТП 30

Расчетная электрическая нагрузка линии, питающей жилой дом и взрослую поликлинику (ТП 30):

$$P_{р.л.} = 210 + 0,7 \cdot 216 = 361,20 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.л.} = 45,12 + 0,7 \cdot 92,88 = 107,02 \text{ квар.}$$

Расчетные нагрузки остальных линий определяются таким же образом, результаты сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные нагрузки линий

№ ТП	Активная нагрузка линии 0,4 кВ, кВт	Реактивная нагрузка линии 0,4 кВ, квар	№ ТП	Активная нагрузка линии 0,4 кВ, кВт	Реактивная нагрузка линии 0,4 кВ, квар
1	2	3	4	5	6
ТП 1	435,60	87,12	ТП 21	426,72	167,058
ТП 2	435,60	87,12	ТП 22	698,85	240,03
ТП 3	267,60	69,48	ТП 23	453,12	176,49
ТП 4	287,48	68,634	ТП 24	478,23	159,39
ТП 5	354,00	70,80	ТП 25	359,10	71,82
ТП 6	403,26	82,86	ТП 26	373,25	105,81
ТП 7	625,00	125,00	ТП 27	451,20	90,24
ТП 8	359,10	71,82	ТП 28	435,60	87,12
ТП 9	397,50	90,25	ТП 29	435,60	87,12
ТП 10	285,54	71,96	ТП 30	361,20	107,02
ТП 11	451,20	90,24	ТП 31	225,60	45,12
ТП 12	359,10	71,82	ТП 32	583,33	221,67
ТП 13	300,18	104,69	ТП 33	583,33	221,67
ТП 14	408,78	153,60	ТП 34	583,33	221,67

1	2	3	4	5	6
ТП 15	710,85	245,72	ТП 35	458,88	169,10
ТП 16	446,07	154,04	ТП 36	688,43	238,36
ТП 17	472,47	163,47	ТП 37	551,25	207,05
ТП 18	451,20	90,24	ТП 38	505,25	187,75
ТП 19	490,38	136,80	ТП 39	546,42	140,99
ТП 20	708,02	249,03	-	-	-

Расчет токов в сети 0,4 кВ показан на примере ТП 4.

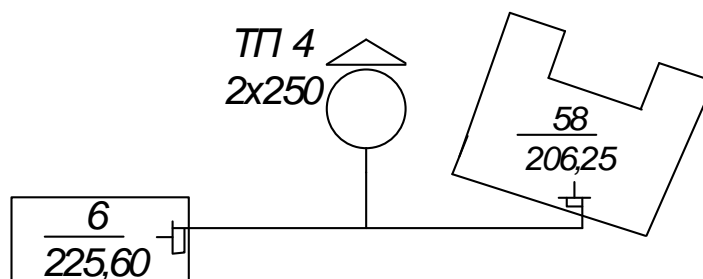


Рисунок 2 – Схема сети питания 0,4 кВ ТП 4

Расчетный ток линии 0,4 кВ для каждой петли в данном случае определяется по формуле, согласно [9]:

$$I_{P.L.} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (25)$$

Таким образом, выбор сечений линий 0,4 кВ осуществляется по следующему условию:

$$I_{ол.доп.} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \geq I_{P.L.посл.ав.} \quad (26)$$

где K_1 – поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, равен 1;

K_2 – поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах, принят равным 1,15;

K_3 – коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме, равен 1,35.

$$I_{P.L.} = \frac{\sqrt{287,48^2 + 68,634^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 426,59 \text{ А,}$$

Сечение кабеля марки АПвП принято равным $4 \times 120 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{дл.доп.}} = 316$

А.

$$426.59 \leq 316 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,13 = 464,204 \text{ А.}$$

Результаты выбора кабелей для остальных участков приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты выбора кабелей марки АПвП сети 0,4 кВ

№ ТП	Рабочий ток линии, А	Длительно - допустимый ток кабеля, А	Ток в длительно- допустимом режиме, А	Сечение кабеля
1	2	3	4	5
ТП 1	320.59	268	393,692	3х70
ТП 2	320.59	268	393,692	3х70
ТП 3	399.12	316	464,204	3х95
ТП 4	426.59	316	464,204	3х95
ТП 5	260.54	217	318,773	3х 50
ТП 6	297.11	217	318,773	3х 50
ТП 7	306.66	217	318,773	3х 50
ТП 8	264.29	217	318,773	3х 50
ТП 9	294.17	217	318,773	3х 50
ТП 10	212.51	217	318,773	3х 50
ТП 11	332.07	268	393,692	3х 70
ТП 12	264.29	217	318,773	3х 50
ТП 13	458.87	363	533,247	3х 120
ТП 14	315.15	268	393,692	3х 70
ТП 15	361.86	268	393,692	3х 70
ТП 16	340.58	268	393,692	3х 70
ТП 17	362.81	268	393,692	3х 70
ТП 18	332.07	268	393,692	3х 70
ТП 19	367.41	268	393,692	3х 70
ТП 20	363.11	268	393,692	3х 70
ТП 21	330.72	268	393,692	3х 70
ТП 22	355.51	268	393,692	3х 70
ТП 23	350.94	268	393,692	3х 70
ТП 24	363.80	316	464,204	3х 95
ТП 25	264.28	217	318,773	3х 50
ТП 26	280.17	217	318,773	3х 50
ТП 27	332.08	268	393,692	3х 70
ТП 28	320.30	268	393,692	3х 70
ТП 29	320.53	268	393,692	3х 70
ТП 30	271.87	217	318,773	3х 50
ТП 31	332.08	268	393,692	3х 70
ТП 32	300.23	268	393,692	3х 70
ТП 33	300.23	268	393,692	3х 70
ТП 34	300.23	268	393,692	3х 70
ТП 35	352.93	268	393,692	3х 70

1	2	3	4	5
ТП 36	350.51	268	393,692	3x 70
ТП 37	424.97	316	464,204	3x 95
ТП 38	388.99	316	464,204	3x 95
ТП 39	407.263	316	464,204	3x 95

1.4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

При определении расчетной нагрузки на шинах ТП необходимо учитывать как нагрузку каждого индивидуального потребителя, так и ее характер, то есть учитывать эффект несовпадения максимумов нагрузки потребителей, определение нагрузок в этом случае производится с использованием коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Согласно [15], при определении нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП пользуются формулой:

$$P_{p.шТП.} = P_{зд.макс.} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зdi.}, \quad (29)$$

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

$P_{зdi.}$ - расчетная нагрузка других зданий, питаемых по линии;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов [15].

Также наряду с вышеприведенной используют и другую формулу:

$$P_{p.шТП.} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л.i}, \quad (30)$$

где $P_{P.Л.i}$ - расчетная нагрузка линий, отходящих от данной ТП.

Например, нагрузка 0,4 кВ на шинах ТП1 определится следующим образом:

$$P_{p.шТП1.} = P_{P.ЛТП1} = 435,60 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.шТП1.} = Q_{P.ЛТП1} = 87,12 \text{ квар};$$

$$S_{p.u\text{ТП}} = \sqrt{P_{p.u\text{ТП}}^2 + Q_{p.u\text{ТП}}^2} = \sqrt{435,60^2 + 87,12^2} = 444,23. \quad (31)$$

Нагрузка на шинах остальных ТП определяется подобным образом, результаты расчета сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	Активная мощность нагрузки, кВт	Реактивная мощность нагрузки, квар	Полная мощность нагрузки на шинах ТП, кВА	Коэффициент реактивной мощности	№ ТП	Активная мощность нагрузки, кВт	Реактивная мощность нагрузки, квар	Полная мощность нагрузки, кВА	Коэффициент реактивной мощности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 1	435.60	87.12	444.23	0.20	ТП 21	426.72	167.058	458.26	0.39
ТП 2	435.60	87.12	444.23	0.20	ТП 22	698.85	240.03	738.92	0,34
ТП 3	267.60	69.65	276.52	0.26	ТП 23	453.12	176.49	486.28	0,39
ТП 4	287.48	68.63	295.55	0.24	ТП 24	478.23	159.39	504.09	0.33
ТП 5	354.00	70.80	361.01	0.20	ТП 25	359.10	71.82	366.21	0.20
ТП 6	403.26	82.86	411.68	0.21	ТП 26	373.525	105.81	388.22	0.28
ТП 7	625.00	125.00	637.38	0.20	ТП 27	451.20	90.24	460.14	0,20
ТП 8	359.10	71.82	366.21	0.20	ТП 28	435.60	87.12	444.23	0.20
ТП 9	397.50	90.25	407.62	0.23	ТП 29	435.60	87.12	444.23	0.20
ТП 10	285.54	71.96	294.47	0.25	ТП 30	361.20	107.02	376.72	0.30
ТП 11	451.20	90.24	460.14	0.20	ТП 31	225.60	45.12	230.07	0.20
ТП 12	359.10	71.82	366.21	0.20	ТП 32	583.33	221.67	624.03	0.38
ТП 13	300.18	104.699	317.92	0.35	ТП 33	583.33	221.67	624.03	0,38
ТП 14	408.78	153.60	436.68	0.38	ТП 34	583.33	221.67	624.03	0,38
ТП 15	710.85	245.72	752.12	0.35	ТП 35	458.88	169.10	489.04	0,37
ТП 16	446.07	154.04	471.92	0.35	ТП 36	688,43	238,36	728,52	0,35
ТП 17	472.47	163.47	499.95	0,35	ТП 37	551.25	207.05	588.85	0.38
ТП 18	451.20	90.24	460.14	0,36	ТП 38	505.25	187.75	539.00	0.37
ТП 19	490.38	136.80	509.10	0.20	ТП 39	546.42	140.99	564.32	0.26
ТП 20	708.02	249.03	750.54	0.28	-	-	-	-	-

1.4.4 Компенсация реактивной мощности в сети 0,4 кВ

Компенсация реактивной мощности позволяет снизить потери активной мощности в питающей и распределительных сетях. Мощность компенсирующих устройств определяется по допустимой величине $\text{tg } \varphi$.

Компенсация реактивной мощности рассмотрена на примере ТП 14.

Величина коэффициента мощности для суммарной нагрузки:

$$\text{tg } \varphi = \frac{Q_{p.u\text{ТП}}}{P_{p.u\text{ТП}}} = \frac{153,60}{408,78} = 0,38 \quad (32)$$

Устанавливается конденсатор LKT 25-400-DB на напряжение 300 В, компенсируемая мощность которого 25 квар. При установке конденсатора полная мощность уменьшится до 128,60 кВА [31].

Результаты компенсации мощности на остальных ТП показаны в приложении А.

1.5 Проектирование высоковольтного электроснабжения

1.5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов городских ТП

Мощности трансформаторов определяются по формуле:

$$S_{p.T} = \frac{\sqrt{P_{P.TП}^2 + Q_{неск}^2}}{N_{T.} \cdot k_3}, \quad (33)$$

где $N_{T.}$ - число трансформаторов на ТП, так как нагрузка в микрорайоне «Светлый» представлена потребителями II категории по надежности электроснабжения, то к установке принимается 2 трансформатора [15];

k_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, равен 0,7 для потребителей II категории по надежности [12].

Выбранные трансформаторы проверяются на коэффициенты загрузки. В нормальном режиме коэффициент загрузки должен быть не выше 0,6-0,7: [12]

$$k_{3.T} = \frac{\sqrt{P_{P.TП}^2 + Q_{неск}^2}}{N_{T.} \cdot S_{ном.T}}. \quad (34)$$

В послеаварийном режиме вся нагрузка получает питание от одного трансформатора:

$$k_{3.T.n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.TП}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ном.T}}. \quad (35)$$

Данный коэффициент должен быть не выше 1,4 [12].

Выбор трансформаторов показан на примере ТП 3:

$$S_{p.T1} = \frac{\sqrt{267,60^2 + 69,648^2}}{2 \cdot 0,7} = 197,51 \text{ кВА.}$$

К установке приняты 2 трансформатора ТМ - 250 кВА.

$$k_{з.Т1} = \frac{\sqrt{267,60^2 + 69,65^2}}{2 \cdot 250} = 0,55 ;$$

$$k_{з.Т1n/ав} = \frac{\sqrt{267,60^2 + 69,65^2}}{250} = 1,106.$$

Таким образом, видно, что трансформаторы ТМ - 250 кВА на ТП 3 выбраны правильно.

Результаты выбора трансформаторов марки ТМ на остальных ТП приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор трансформаторов на ТП

№ ТП	Расчетная мощность, кВА	Номинальная мощность, кВА	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	№ТП	Расчетная мощность, кВА	Номинальная мощность, кВА	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 1	317.30	400	0.56	1.11	ТП 21	327.33	400	0.57	1.15
ТП 2	317.30	400	0.56	1.11	ТП 22	527.80	630	0.59	1.17
ТП 3	197.51	250	0.55	1.10	ТП 23	347.34	400	0.61	1.22
ТП 4	211.11	250	0.59	1.18	ТП 24	360.07	400	0.63	1.26
ТП 5	257.86	400	0.45	0.90	ТП 25	261.58	400	0.46	0.92
ТП 6	294.06	400	0.51	1.029	ТП 26	277.30	400	0.49	0.97
ТП 7	455.27	630	0.51	1.01	ТП 27	328.67	400	0.58	1.15
ТП 8	261.58	400	0.46	0.91	ТП 28	317.30	400	0.56	1.11
ТП 9	291.16	400	0.51	1.019	ТП 29	317.30	400	0.56	1.11
ТП 10	210.33	250	0.59	1.18	ТП 30	269.09	400	0.47	0.94
ТП 11	328.67	400	0.58	1.15	ТП 31	164.33	250	0.46	0.92
ТП 12	261.58	400	0.46	0.92	ТП 32	445.74	630	0.49	0.99
ТП 13	227.08	250	0.64	1.27	ТП 33	445.74	630	0.49	0.99
ТП 14	311.92	400	0.55	1.09	ТП 34	445.74	630	0.49	0.99
ТП 15	537.23	630	0.59	1.19	ТП 35	349.31	400	0.61	1.22
ТП 16	337.08	400	0.59	1.18	ТП 36	520,37	630	0,578	1,156
ТП 17	357.11	400	0.62	1.25	ТП 37	420.61	630	0.47	0.93
ТП 18	328.67	400	0.58	1.15	ТП 38	385.00	400	0.67	1.35
ТП 19	363.64	400	0.64	1.27	ТП 39	403.08	630	0.45	0.896
ТП 20	536.09	630	0.59	1.19	-	-	-	-	-

1.5.2 Расчет нагрузок городских электрических сетей 10 кВ

Расчетная нагрузка ТП на стороне 10 кВ определяется по формуле:

$$P_{pi} = P_{P.TPi} + \Delta P_{ТПi}, \quad (36)$$

$$Q_{pi} = Q_{P.TPi} + \Delta Q_{ТПi}, \quad (37)$$

где $\Delta P_{ТПi}$, $\Delta Q_{ТПi}$ - соответственно активные и реактивные потери мощности в трансформаторах ТП, определяются по формулам:

$$\Delta P_{ТПi} = \left(\frac{\Delta P_k \cdot S_{нагрi}^2}{2 \cdot S_{Т.номi}^2} \right) + 2 \cdot \Delta P_{x.x.}, \quad (38)$$

$$\Delta Q_{ТПi} = \frac{u_{k\%} \cdot S_{нагрi}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{Т.номi}} + \frac{2 \cdot I_{x.x.} \cdot S_{Т.номi}}{100}, \quad (39)$$

где ΔP_k - потери короткого замыкания в трансформаторе [4];

$u_{k\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора ТП [4];

$I_{x.x.}$ - ток холостого хода трансформатора ТП [4];

$S_{нагрi}$ - нагрузка i -ой ТП;

$S_{Т.номi}$ - номинальная мощность трансформатора ТП;

$\Delta P_{x.x.}$ - потери холостого хода трансформатора ТП [4].

Расчет показан на примере ТП1:

$$\Delta P_{ТП1} = \left(\frac{5,9 \cdot (\sqrt{435,60^2 + 87,12^2})^2}{2 \cdot 400^2} \right) + 2 \cdot 1,08 = 5,80 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{ТП1} = \frac{4,5 \cdot (\sqrt{435,60^2 + 87,12^2})^2}{2 \cdot 100 \cdot 400} + \frac{2 \cdot 3 \cdot 400}{100} = 35,10 \text{ квар.}$$

Расчетная нагрузка ТП 1:

$$P_{pТП1} = 435,60 + 5,80 = 441,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{pТП1} = 87,12 + 35,10 = 122,22 \text{ квар.}$$

Результаты расчета нагрузки остальных ТП сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет электрических нагрузок ТП

№ ТП	Активные потери мощности в трансформаторах, кВт	Реактивные потери мощности в трансформаторах, квар	Активная нагрузка линии 10 кВ, кВт	Реактивная нагрузка линии 10 кВ, квар	№ ТП	Активные потери мощности в трансформаторах, кВт	Реактивные потери мощности в трансформаторах, квар	Активная нагрузка линии 10 кВ, кВт	Реактивная нагрузка линии 10 кВ, квар
ТП 1	5,80	35.10	441,40	122.22	ТП 21	6.03	35.81	426,72	284.84
ТП 2	5,80	35.10	441,40	122.22	ТП 22	9.207	61.63	708,06	209.99
ТП 3	4,67	25.69	272,27	95.33	ТП 23	6,52	37.30	459,64	204.36
ТП 4	5,04	26.71	292,52	95.35	ТП 24	6,08	48.89	484,31	288.93
ТП 5	4,56	31.33	358,56	102.13	ТП 25	4.633	31.54	363,73	179.90
ТП 6	5,29	33.53	408,55	116.39	ТП 26	4.939	32.48	378,46	208.97
ТП 7	7,71	55.53	632,71	180.53	ТП 27	6.064	35.91	457,26	195.31
ТП 8	4,63	31.54	363,73	103.36	ТП 28	5.798	35.10	441,40	106.92
ТП 9	5,22	33.35	402,72	123.60	ТП 29	5.798	35.10	441,40	140.91
ТП 10	5,01	26.65	290,55	98.61	ТП 30	4.777	31.98	365,98	122.22
ТП 11	6,06	35.91	457,26	126.15	ТП 31	3.878	23.48	229,48	110.60
ТП 12	4,63	31.54	363,73	103.36	ТП 32	7.529	54.798	590,86	141.92
ТП 13	5,50	28.00	305,68	132.7	ТП 33	7.529	54.798	590,86	161.81
ТП 14	5,68	34.73	414,46	188.32	ТП 34	7.529	54.798	590,86	99.92
ТП 15	9,42	62.49	720,27	308.21	ТП 35	6.569	37.45	465,45	259.12
ТП 16	6,27	36.53	452,34	181.57	ТП 36	9,04	60,97	697,47	282,63
ТП 17	6,77	38.06	479,24	192.10	ТП 37	7.073	52.93	558,32	274.60
ТП 18	6,06	35.91	457,26	199.38	ТП 38	7.517	40.34	512,77	209.44
ТП 19	6,94	38.58	497,32	128.82	ТП 39	6.769	49.17	553,19	324.20
ТП 20	9,39	62.39	717,41	199.18	-	-	-	-	-

1.5.3 Выбор типа пункта приема электроэнергии на стороне 10 кВ и места его расположения

Технико-экономические расчеты показывают целесообразность отказа от сооружения РП, т.е. осуществления непосредственного питания ТП от ЦП.

Плотность нагрузки рассматриваемого микрорайона «Светлый» составляет около 10 МВт/км^2 , что говорит о нецелесообразности сооружения РП. Следовательно, прием питания всех ТП данного жилого района от одной подстанции. Так как микрорайон называется «Светлый», то принято, что ПС тоже будет называться «Светлая».

ПС «Светлая» представим расположенной вблизи за границей рассматриваемого микрорайона.

1.5.4 Выбор сечений линий 10 кВ

В городских сетях 10 кВ используются петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты и одна из кабельных линий находится на холостом ходу, чтобы не портилась изоляция кабеля.

Схема сети 10 кВ представлена на рисунке 3.

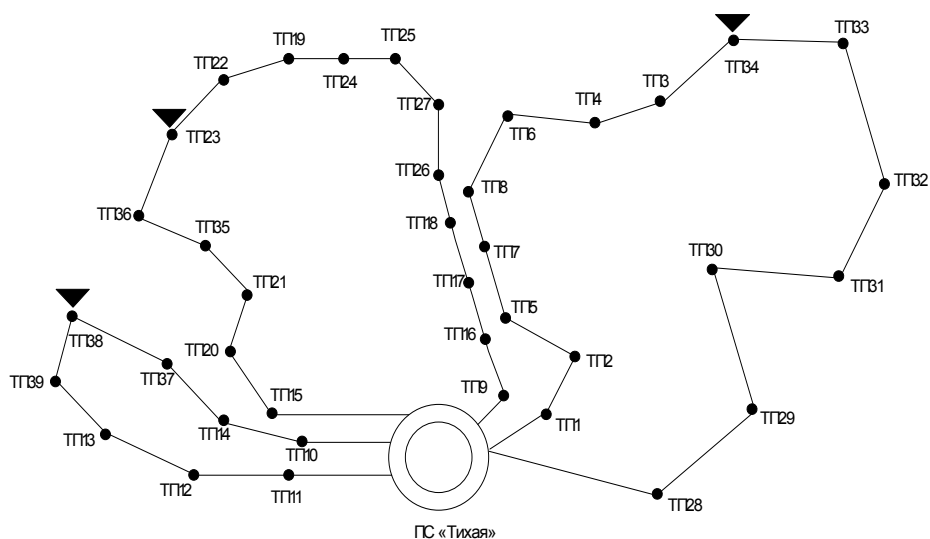


Рисунок 3 – Схема сети 10 кВ

Следовательно, ток для каждого участка петли 10 кВ определится по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{(P_{участка})^2 + (Q_{участка})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (40)$$

где $P_{участка}$, $Q_{участка}$ – потоки активной и реактивной мощности на участках линий, кВт, квар соответственно.

Выбор сечений линий 10 кВ осуществляется по следующему условию:

$$I_{дл.доп.} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \geq I_{P.Л.посл/ав.}, \quad (41)$$

где K_1 – поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, равен 1;

K_2 – поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах, принят равным 1,3;

K_3 – коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме, равен 1,13.

Кольцевая сеть при нахождении потоков мощности по участкам сети разрезается по источнику питания и приводится к сети с двумя источниками питания, имеющими одинаковое напряжение.

Расчет потокораспределения показан на примере первой петли рассматриваемой схемы. На рисунке 4 показана схема замещения первой петли сети 10 кВ, разрезанной по источнику питания.

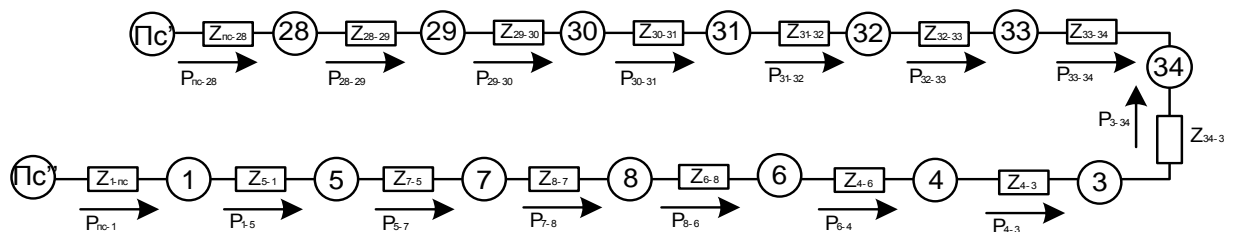


Рисунок 4 – Схема замещения первой петли 10 кВ,
разрезанной по источнику питания

Потоки мощности на участках определяются по формуле:

$$P_{nc'1} = \frac{\sum P_i \cdot L_{i.nc'}}{L_{nc'-nc}} \quad (42)$$

$$Q_{nc''1} = \frac{\sum Q_i \cdot L_{i.nc'}}{L_{nc'-nc''}} \quad (43)$$

где P_i , Q_i - расчетные мощности нагрузок i -го узла;

$L_{i.nc'}$, $L_{i.nc''}$ - длина линий от i -ой точки сети до соответствующего конца (ПС' или ПС'') развернутой схемы замещения петлевой сети при ее разрезании в точке источника питания;

$L_{nc'-nc''}$ - суммарная длина линий всех участков рассматриваемой петли.

Для остальных петель сети 10 кВ потоки мощности на участках определяются аналогично.

Расчет токов в сети 10 кВ показан на примере участка линии ПС- ТП28

$$I_{P..л.} = \frac{\sqrt{5686^2 + 2364^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 355,56 \text{ А,}$$

Сечение кабеля марки АПвП принято равным $3 \times 90 \text{ мм}^2$ с $I_{дл.дон.} = 240 \text{ А}$.

$$355,56 \leq 240 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,13 = 386,35 .$$

В распределительных городских сетях 10(6) кВ кабели при прокладке их в траншеях рекомендуется принимать сечением не менее 70 мм^2 [15].

Таблица 16 – Выбор сечений кабелей марки АПвП линий сети 10 кВ

Участок линии (ТП)	Поток активной мощности, кВт	Поток реактивной мощности, квар	Расчетный ток линии, А	Длительно-допустимый ток, А	Сечение, мм^2
1	2	3	5	6	7
1-ая петля					
ПС-ТП28	5686	2364	355,56	386,35	3x90
ТП28-ТП29	5698	2377	356.43	386,35	3x90
ТП29-ТП30	4985	1580	301.91	352,56	3x70
ТП30-ТП31	4151	1180	249.16	352,56	3x70
ТП31-ТП32	6968	3848	459.96	483,3	3x150
ТП32-ТП33	6888	3859	455.69	483,3	3x150
ТП33-ТП34	6767	3785	447.797	483,3	3x150
ПС-ТП1	5696	2531	359.99	386,35	3x90
ТП1-ТП2	5696	2531	359.99	386,35	3x90
ТП2-ТП5	4674	1527	283.94	352,56	3x70
ТП5-ТП7	7246	4116	481.34	483,3	3x150
ТП7-ТП8	4731	1632	288.26	352,56	3x70

1	2	3	4	5	6
ТП8-ТП6	5282	2097	328.47	352,56	3x70
ТП6-ТП4	4994	1849	307.345	352,56	3x70
ТП4-ТП3	4681	1582	285.072	352,56	3x70
ТП3-ТП34	6767	3785	447.797	483,3	3x150
2-ая петля					
ПС-ТП9	5222	2089	324.60	352,56	3x70
ТП9-ТП16	6143	2651	386.98	437,76	3x120
ТП16-ТП17	6321	3485	416.68	483,3	3x150
ТП17-ТП18	5964	2659	377.54	386,35	3x90
ТП18-ТП26	5065	1863	311.54	352,56	3x70
ТП26-ТП27	5969	2661	377.87	386,35	3x90
ТП27-ТП25	4752	1765	292.71	352,56	3x70
ТП25-ТП24	6097	2985	391.79	437,76	3x120
ТП24-ТП19	6524	3487	426.72	437,76	3x120
ТП19-ТП22	6049	2986	389.473	437,76	3x120
ТП22-ТП23	6197	3139	401.23	437,76	3x120
ПС-ТП15	6143	2651	386.98	437,76	3x120
ТП15-ТП20	6767	3785	447.797	455,39	3x70
ТП20-ТП21	6049	2986	389.47	437,76	3x120
ТП21-ТП35	6351	3314	413.24	437,76	3x120
ТП35-ТП36	6888	3859	455.69	483,3	3x150
ТП36-ТП23	6197	3139	401.23	437,76	3x120
3-ая петля					
ПС-ТП10	4985	1752	305.99	352,56	3x70
ТП10-ТП14	5642	2272	351.47	352,56	3x70
ТП14-ТП37	6596	3894	442.32	483,3	3x150
ТП37-ТП38	6996	3825	460.62	483,3	3x150
ПС-ТП11	5951	2655	376.21	386,35	3x90
ТП11-ТП12	4731	1632	288.26	352,56	3x70
ТП12-ТП13	5342	2237	334.73	352,56	3x70
ТП13-ТП39	6496	3895	437.13	483,3	3x150
ТП39-ТП38	6996	3825	460.62	483,3	3x150

1.5.5 Определение потерь мощности и напряжения в сетях 10 кВ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (44)$$

где I_p - расчетный ток участка, А;

r_0 - удельное активное сопротивление, Ом/км;

l - длина участка, км.

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать $\pm 5\%$ в нормальном режиме,[12].

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\% , \quad (45)$$

где r_0 , x_0 -удельное активное и индуктивное сопротивление;

l -длина питающей или распределительной линии, км.

Результаты расчета сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты определения потерь мощности напряжения 10 кВ

Участок линии (здания)	Потери мощности, кВт	Потери напряжения, %
1	2	3
Первая петля		
ПС-ТП28	24,463	0.128
ТП28-ТП29	24,583	0.128
ТП29-ТП30	10,583	0.065
ТП30-ТП31	7,208	0.054
ТП31-ТП32	32,75	0.132
ТП32-ТП33	48,217	0.197
ТП33-ТП34	54,323	0.225
ПС-ТП1	20,061	0.104
ТП1-ТП2	15,046	0.078
ТП2-ТП5	15,60	0.102
ТП5-ТП7	44,833	0.173
ТП7-ТП8	9,648	0.062
ТП8-ТП6	12,527	0.071
ТП6-ТП4	14,623	0.088
ТП4-ТП3	18,87	0.123
ТП3-ТП34	24,463	0.128
Вторая петля		
ПС-ТП9	20,389	0.117
ТП9-ТП16	28,978	0.139
ТП16-ТП17	20,158	0.089
ТП17-ТП18	16,549	0.081
ТП18-ТП26	15,025	0.089
ТП26-ТП27	33,155	0.163
ТП27-ТП25	23,21	0.147
ТП25-ТП24	23,76	0.113
ТП24-ТП19	21,141	0.092
ТП19-ТП22	29,35	0.14
ТП22-ТП23	31,152	0.144
ПС –ТП15	39,736	0.126

1	2	3
ТП15-ТП20	37,81	0.123
ТП20-ТП21	23,482	0.112
ТП21-ТП35	39,654	0.178
ТП35-ТП36	83,756	0.28
ТП36-ТП23	24,922	0.115
Третья петля		
ПС-ТП10	18,118	0.11
ТП10-ТП14	23,903	0.126
ТП14-ТП37	22,715	0.095
ТП37-ТП38	24,63	0.099
ПС-ТП11	21,909	0.108
ТП11-ТП12	19,295	0.124
ТП12-ТП13	30,353	0.169
ТП13-ТП39	28,747	0.124
ТП39-ТП38	24,633	0.099

Так как значение потери напряжения для участков сети 10 кВ не превышает 5 % в нормальном режиме, то сечения выбраны правильно.

1.5.6 Выбор схемы и конструкции ТП

Было выбрано ТП типа двухтрансформаторной БКТПБ (блочная комплектная трансформаторная ПС в бетонной оболочке) [26].



Рисунок 5 – Внешний вид БКТПБ

Блочные трансформаторные подстанции отличаются простотой, функциональностью и надежностью.

БКТП служат для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением до 20 кВ с использованием отечественного или зарубежного электрооборудования с воздушной и элегазовой изоляцией. они эксплуатируются без постоянного обслуживающего персонала.

Длина, ширина, высота блоков в блочных комплектных подстанциях, их количество может меняться в зависимости от набора электрооборудования, определяемого схемой электрических соединений, мощностью КТПБ и условиями эксплуатации УВН и РУНН (одной или разными организациями).

Длина подстанции может варьироваться от 3,2 м до 7,5 м в зависимости от потребностей и места расположения БКТП. Подстанции блочного типа надежны, пожаро- и взрывобезопасны.

Инженерные блоки соединяются по принципу унифицированной системы стыковки. Переход между блоками выполнен таким образом, что пол подстанции становится единым и не имеет перепадов по высоте.

Все ТП микрорайона «Светлый» являются двухтрансформаторными. Следовательно, принципиальная схема всех ТП будет одинакова. Однолинейная схема двухтрансформаторной ТП показана на рисунке 6.

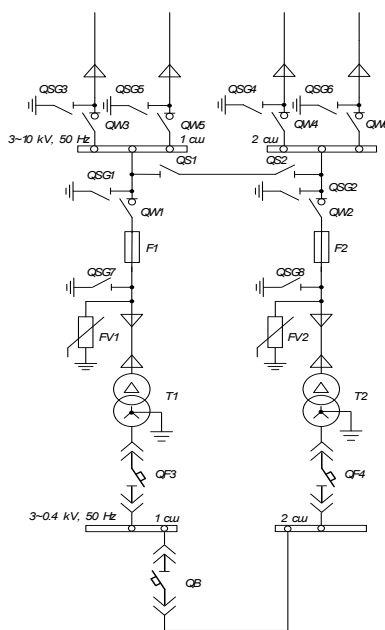


Рисунок 6 – Однолинейная схема ТП

На низкой стороне ТП 0,4 кВ представлены автоматические выключатели, на стороне 10 кВ – выключатели нагрузки. Со стороны 0,4 кВ действует АВР.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домах повышенной этажности используются распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ.

1.6 Проектирование внешнего электроснабжения

1.6.1 Определение величины высшего напряжения ПС «Светлая»

Величина высшего номинального напряжения определяется по формуле Стилла

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (47)$$

где l – длина линии ПС «Биробиджан» - ПС «Светлая», км;

P – расчетная мощность, МВт.

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{2 + 16 \cdot 30} = 95,28 \text{ кВ}.$$

Таким образом, величина высшего номинального напряжения РУ ПС «Светлая» соответствует 110 кВ.

Следовательно, точкой присоединения к электрической сети ПС «Светлая» 110/10 кВ являются шины 110 кВ ПС «Биробиджан». Электроснабжения конкретных жилых комплексов осуществляется на напряжении 10 кВ от ЗРУ ПС «Светлая».

1.6.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС «Светлая»

Согласно ГОСТ-14.2009-85 мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции.

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на ПС, в первую очередь определяется категорийностью потребителей по надежности электроснабжения. Так как в микрорайоне «Светлый» присутствуют потребители II и III категории по надежности, то в соответствии с рекомендациями ПУЭ принимается количество трансформаторов равное двум [12].

Расчетная мощность силового трансформатора определяется по формуле:

$$S_{p.mp} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{N_T \cdot k_3}, \quad (48)$$

где N_T - число трансформаторов на подстанции;

k_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, равен 0,7 [15].

Мощность силовых трансформаторов ПС «Светлая» определяется с учетом нагрузки сторонней малоэтажной застройки:

$$S_{p.T1} = \frac{\sqrt{30000,0^2 + 9900,0^2}}{2 \cdot 0,7} = 22,57 \text{ МВА.}$$

К установке приняты 2 трансформатора ТРДН - 25 МВА.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$k_{3.T} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{N_T \cdot S_{ном.T}} = \frac{\sqrt{30000,0^2 + 9900,0^2}}{2 \cdot 25000} = 0,63. \quad (49)$$

Выбранные трансформаторы проверяются также в аварийном режиме, когда вся нагрузка получает питание от одного трансформатора:

$$k_{3.T} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{S_{ном.T}} = \frac{\sqrt{30000,0^2 + 9900,0^2}}{25000} = 1,26. \quad (50)$$

Рассчитанные коэффициенты загрузки трансформаторов лежат в соответствующих пределах [12], следовательно, трансформаторы ПС «Светлая» выбраны правильно.

1.6.3 Выбор сечений линии 110 кВ

Так как в рассматриваемом микрорайоне представлены в основном потребители II и III категории по надежности, то для надежного снабжения потребителей питание ПС «Светлая» должно осуществляться по двухцепной линии от выбранного источника питания ПС «Биробиджан».

Ток в нормальном режиме для двухцепной линии определяется по формуле:

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}} = \frac{\sqrt{30000,0^2 + 9900,0^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 82,906 \text{ А.} \quad (51)$$

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{н/ав.р} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{30000,0^2 + 9900,0^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 165,812 \text{ А.} \quad (52)$$

Выбран кабель из сшитого полиэтилена марки АПвП сечением 185 мм² с длительно допустимым током равным 429 А.

Выбранное сечение проверяется с учетом коэффициента, учитывающего условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме, принимается равным 1,17 для кабелей из сшитого полиэтилена [28].

$$165,812 < 429.$$

Кабель выбранного сечения удовлетворяет условиям проверки. Следовательно, выбран правильно.

Используется прокладка кабелей в трубах [28].

1.6.4 Выбор схемы и конструкции ПС «Светлая»

На ПС 110/10 кВ «Светлая» установлены два трансформатора ТД - 25 МВА. Питание ПС «Светлая» осуществляется по двухцепной кабельной линии 110 кВ от ПС «Биробиджан». Схема 4Н на напряжение 110 кВ (блок-трансформатор-линия с ремонтной перемычкой в цепях линии) - блочного типа. Схема ЗРУ 10 кВ – одна секционированная выключателем система шин.

Упрощенная однолинейная схема электроснабжения представлена на рисунке 7.

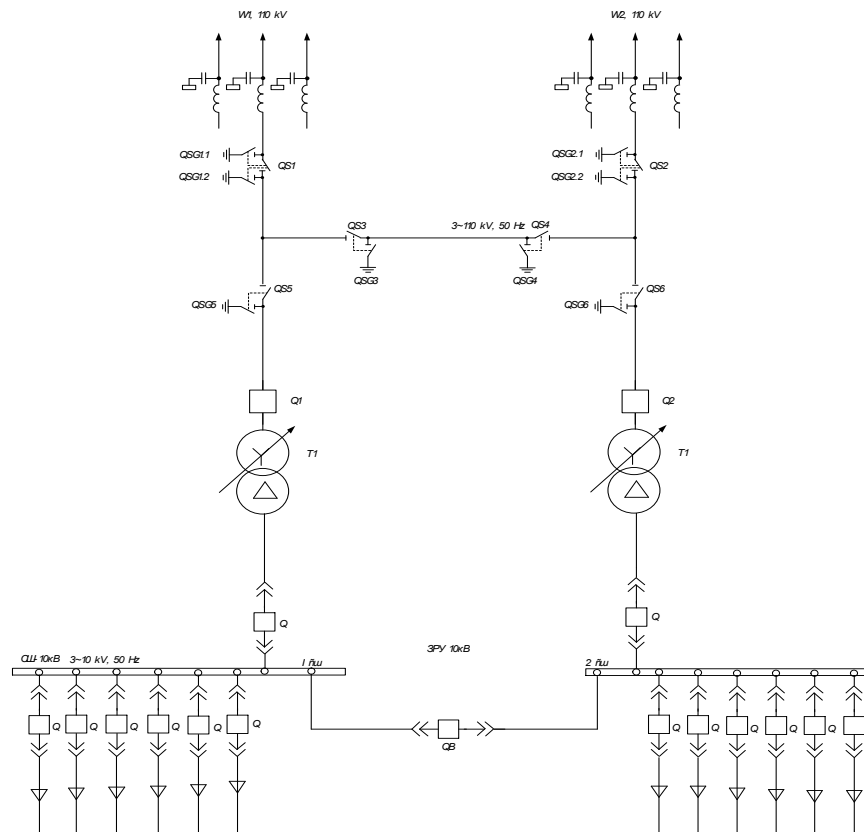


Рисунок 7 – Однолинейная схема электроснабжения ПС «Светлая»

ПС «Светлая» является подстанцией закрытого типа. Она выполнена в виде комплектной трансформаторной подстанции блочного типа (КТПБ). Заход кабеля выполнен снизу.

1.7 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки коммутационного оборудования и кабельных линий на термическую и динамическую стойкость к действию токов КЗ, а также для выбора уставок РЗА.

1.7.1 Расчет токов короткого замыкания в высоковольтной сети

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на стороне 110 кВ подстанции, на шинах 10 кВ ПС, на стороне высокого напряжения расчетной ТП. Расчет токов КЗ осуществляется приближенным методом в именованных единицах [14].

Схема сети показана на рисунке 8. Для остальных цепей она будет аналогичной.

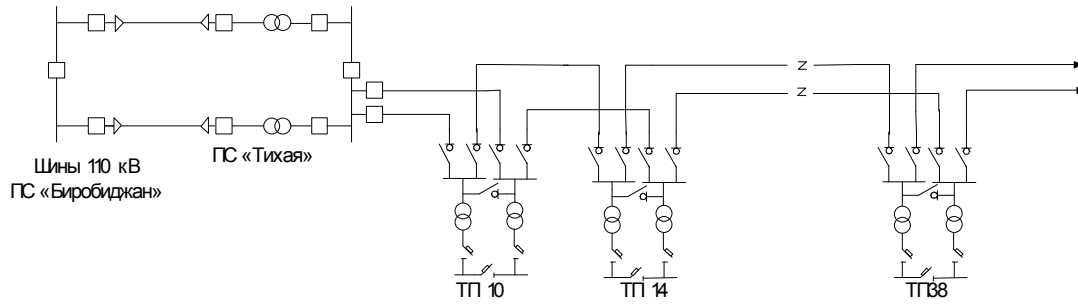


Рисунок 8 – Схема сети

Учитывается также, что в нормальном режиме петля 10 кВ работает разомкнуто, т.е. одна из кабельных линий находится на холостом ходу. Точка размыкания сети находится в точке потокораздела цепи. В расчете токов КЗ в качестве сети 10 кВ рассмотрена третья петля. В данном случае на холостом ходу находится линия ТП38-ТП39.

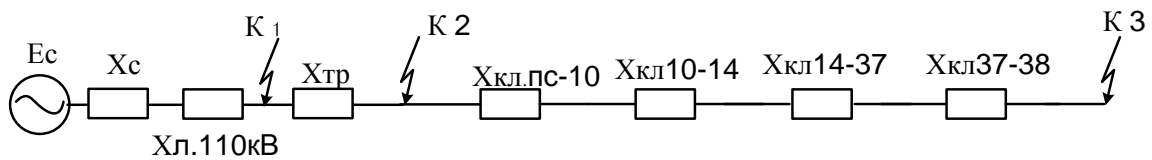


Рисунок 9 – Схема замещения цепи

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (55)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(x_c + \sum x_{\Sigma})^2 + (\sum r_{\Sigma})^2}, \quad (56)$$

где r_{Σ} - суммарное активное сопротивление элементов.

Ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_k^{(3)}; \quad (57)$$

где $k_{y\delta}$ - ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} ; \quad (58)$$

где T_a – постоянная время затухания.

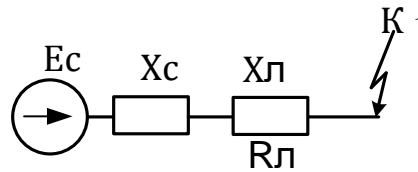


Рисунок 10 – Схема замещения для определения токов КЗ в точке К1

Сопrotивление системы для сети 110 кВ рассчитывается по формуле:

$$X_c = \frac{115,5}{\sqrt{3} \cdot 15,81} = 4,2 \text{ Ом.}$$

Для точки К1 полное сопротивление составляет:

$$Z = \sqrt{(4,2 + 0,8)^2 + (0,4)^2} = 5,016 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5,016} = 13,237 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,237 = 11,464 \text{ кА.}$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,6$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 13,237 = 29,952 \text{ кА}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчета токов КЗ в сетях 110 и 10 кВ

Вид цепи	Вид точки КЗ	Трехфазный ток КЗ, кА	Двухфазный ток КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
Сеть 110 кВ	К1	13,237	11,464	29,952
Сеть 10 кВ (шины ПС «Светлая»)	К2	10,302	8,76	19,37
1-ая петля сети 10 кВ	К3	4,72	3,52	5,99
2-ая петля сети 10 кВ	К4	4,34	3,879	6,01
3-я петля сети 10 кВ	К5	4,981	4,313	6,106

7.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце отходящей линии. рассчитаем токи КЗ на самой ближней и самой дальней ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$. В схему замещения вводятся активные и индуктивные сопротивления всех элементов до точки КЗ, перед ней также вводится переходное сопротивление [14].

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}; \quad (49)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$z = \sqrt{(x_{тр} + x_{л})^2 + (r_{тр} + r_{л})^2}; \quad (50)$$

где $x_{тр}$ – реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

$r_{тр}$ – активное сопротивление трансформатора, Ом.

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$x_{тр} = \frac{U_{\kappa.p. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3; \quad (51)$$

$$r_{тр} = \frac{U_{\kappa.a. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3; \quad (52)$$

где $U_{\kappa.p. \%}$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, 4,33 %;

$U_{\kappa.a. \%}$ - активная составляющая напряжения КЗ, 1,24 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}; \quad (53)$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ - полное сопротивление трансформатора тока КЗ на корпус, Ом.

z_n - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}; \quad (54)$$

где r_{ϕ} , x_{ϕ} - активное и реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

r_N , x_N - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Произведем расчет для ТП25.

Расчетная схема показана на рисунке 4.

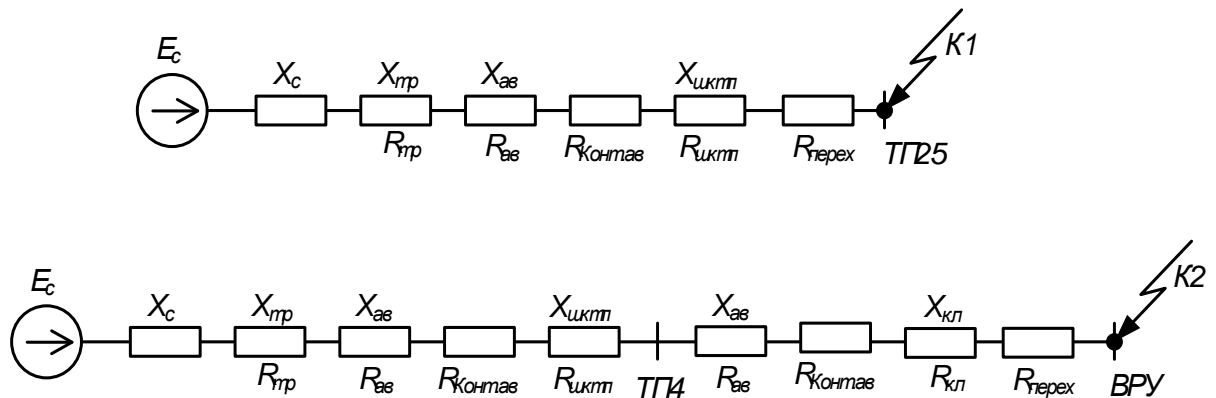


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для точек К1 и К2:

$$r_{mp} = \frac{1,24 \cdot 10^2}{100 \cdot 250} \cdot 10^3 = 4,96 \text{ мОм};$$

$$x_{mp} = \frac{4,33 \cdot 10^2}{100 \cdot 250} \cdot 10^3 = 17,30 \text{ мОм};$$

$$z_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{(r_{mp} + r_{ав} + r_{контав} + r_{уктп} + r_{перех})^2 + (x_c + x_{mp} + x_{ав} + x_{уктп})^2}; \quad (52)$$

где $r_{ав}$ - активное сопротивление автоматического выключателя;

$r_{Контав}$ - активное сопротивление контакта автоматического выключателя;

$r_{шкмпн}$ - активное сопротивление шины КТП (0,01 мОм);

$r_{перех}$ - переходное сопротивление дуги (15 мОм);

$x_{ав}$ - индуктивное сопротивление автоматического выключателя;

$x_{шкмпн}$ - индуктивное сопротивление шины КТП (0,06 мОм);

$$z_{к1}^{(3)} = \sqrt{(4,96 + 0,65 + 0,01 + 15)^2 + (46 + 17,3 + 0,17 + 0,06)^2} = 66.793 \text{ мОм};$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 66.793 \cdot 10^{-3}} = 3,458 \text{ кА};$$

$$Z_{к1}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot r_{тр} + 3 \cdot r_{ав} + 3 \cdot r_{Контав} + 3 \cdot r_{шкмпн} + 3 \cdot r_{перех}\right)^2 + \left(2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{тр} + 3 \cdot x_{ав} + 3 \cdot x_{шкмпн}\right)^2};$$

$$Z_{к1}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot 4,96 + 3 \cdot 0,65 + 3 \cdot 0,01 + 3 \cdot 15\right)^2 + \left(2 \cdot 46 + 3 \cdot 17,3 + 3 \cdot 0,17 + 3 \cdot 0,06\right)^2} = 157.267 \text{ мОм};$$

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{157.267 \cdot 10^{-3}} = 4.405 \text{ кА};$$

$$z_{к2}^{(3)} = \sqrt{\left(r_{тр} + 2 \cdot r_{ав} + 2 \cdot r_{Контав} + r_{шкмпн} + r_{перех} + r_{кл}\right)^2 + \left(x_c + x_{тр} + 2 \cdot x_{ав} + x_{шкмпн} + x_{кл}\right)^2};$$

где $r_{перех}$ - переходное сопротивление дуги (20 мОм);

$$z_{к2}^{(3)} = \sqrt{(4,96 + 2 \cdot 0,65 + 2 \cdot 0,15 + 0,01 + 20 + 50,74)^2 + (46 + 17,3 + 2 \cdot 0,17 + 0,06 + 0,384)^2} = 100,417 \text{ мОм};$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 100,417 \cdot 10^{-3}} = 2,3 \text{ кА};$$

$$z_{к2}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot r_{тп} + 3 \cdot 2 \cdot r_{ав} + 3 \cdot 2 \cdot r_{Контав} + 3 \cdot r_{иктп} + 3 \cdot r_{перех} + 3 \cdot r_{кл}\right)^2 + \left(2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{тп} + 3 \cdot 2 \cdot x_{ав} + 3 \cdot x_{иктп} + 3 \cdot x_{кл}\right)^2};$$

$$z_{к2}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot 4,96 + 3 \cdot 2 \cdot 0,65 + 3 \cdot 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 10 \cdot 0,01 + 3 \cdot 20 + 3 \cdot 50,74\right)^2 + \left(2 \cdot 46 + 3 \cdot 17,3 + 3 \cdot 2 \cdot 0,17 + 3 \cdot 0,06 + 3 \cdot 0,384\right)^2} = 274,42 \text{ мОм};$$

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{274,42 \cdot 10^{-3}} = 2,525 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 15.

Вид тока	Точка КЗ	Трёхфазный ток КЗ, кА	Однофазный ток КЗ, кА
ТП 25	К1	3,458	4,405
	К2	2,3	2,525
ТП 9	К3	6,853	8,731
	К4	5,246	6,683

1.8 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания

Определяется минимально допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости, в инженерных расчётах применяется следующая формула:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C}, \quad (69)$$

где $B_{кз}$ – тепловой импульс тока КЗ;

C – коэффициент значение, которого зависит от материала проводника.

$$B_{кз.н} = I_{н.о}^2 \cdot t_{отк}, \quad (70)$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя;

$$B_{кз.а} = I_{н.о}^2 \cdot \frac{x}{\omega \cdot r}, \quad (71)$$

где r – активное сопротивление;

x – индуктивное сопротивление.

$$B_{кз} = B_{кз.а} + B_{кз.н} . \quad (72)$$

Например, для линии напряжением 110 кВ.

Тепловой импульс:

$$B_{кз.н} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл} = 21,04^2 \cdot 0,1 = 44,268 \text{ А}^2 \cdot \text{сек}, \quad (73)$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 21,04^2 \cdot \frac{0,466}{314 \cdot 0,989} = 0,66 \text{ А}^2 \cdot \text{сек}, \quad (74)$$

$$B_{кз} = B_{кз.н} + B_{кз.а} = 44,268 + 0,66 = 44,928 \text{ А}^2 \cdot \text{сек}. \quad (75)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости определяется по формуле:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{44,928}}{94} = 71,3 \text{ мм}^2. \quad (76)$$

Сечение кабельной линии на данном участке 185 мм². Выбор сечений остальных кабельных линий производится аналогично. Все выбранные кабели проходят по термической стойкости.

1.9 Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС «Светлая»

Так как ПС «Светлая» и все ТП выбраны закрытого типа, установленные в здании, то все оборудование будет выбрано для умеренного климата.

1.9.1 Выбор и проверка выключателей

Место расположения выключателей представлено на рисунке 7, где Q_1 – выключатели на 110 кВ, защищающие трансформатор, Q_2 – выключатели 10 кВ, защищающие трансформатор, Q_3 – секционный выключатель 10 кВ, в нормальном состоянии отключен, встроен в КРУ, Q_4 – выключатели 10 кВ, встраиваемые в КРУ, защищаемые отходящие присоединения.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам: [8]

- напряжение установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (77)$$

- длительный ток

$$I_{ном} \leq I_{ном}, \quad (78)$$

$$I_{мах} \leq I_{ном}, \quad (79)$$

Проверяются выключатели по следующим параметрам:

$$i_{аном} \geq i_{ат}; \quad (80)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отклном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (81)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{\hat{i}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (82)$$

где $\tau = 0.01$.

- отключающая способность

$$I_{по} \leq I_{откл ном}; \quad (83)$$

- включающая способность

$$I_{вкл} \geq I_{но}; \quad (84)$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд}. \quad (85)$$

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$B_T \geq B_k \text{ или } I_T^2 \cdot t_T \geq I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (86)$$

где $t_{откл} = t_{с.в.о.} + t_{р.з.}$

Максимальный ток, проходящий через выключатель (учитывая развитие и подключение новых потребителей к ПС):

$$I_{раб.} = \frac{1,4 \cdot S_{м.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.} \quad (87)$$

Выбирается выключатель типа ВГТ-110 –II- 40/2500 У1 с номинальным током 2500 А. Тип привода – пружинный.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя 110 кВ:

$$i_t = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 40 = 22,4 \text{ кА;} \quad (88)$$

где $\beta_{норм}$ - номинальное относительное содержание апериодической составляющей (для выбранного выключателя составляет 40%) [8];

$I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя [8].

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для время τ составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \quad (89)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,233 = 11,64 \text{ кА.}$$

— Проверка по термической устойчивости выключателя

Тепловой импульс (значение трехфазного тока КЗ взято из таблицы 18):

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 8,233^2 \cdot (2,54 + 0,015) = 173,18 \text{ кА.} \quad (90)$$

Номинальный коэффициент термической стойкости:

$$W_{\text{кном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}. \quad (90)$$

где $I_{\text{тер}}, t_{\text{тер}}$ - соответственно ток термической стойкости и время его протекания [4].

Таблица 20 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
ВГТ-110-П-40/2500У1		
$U_p=110 \text{ кВ}$	$U_n=110 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$I_{\text{раб.}}=183,7 \text{ А}$	$I_n=2500 \text{ А}$	$I_n \geq I_{p.\text{max}}$
$I_{\text{уд}}=24,16 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$W_k=173,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{k.v}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{k.v} \geq W_k$
$I_{\text{по}}=8,233 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{по}}=8,233 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$i_t=11,64, \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}}=22,4 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} \geq i_{at}$

Выбранный выключатель полностью удовлетворяет условиям проверки.

1.9.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится аналогично выбору выключателей, но без проверки на отключающую способность, так как они не предназначены для отключений цепей, находящихся под током.

К установке приняты на стороне 110 кВ и на перемычке разъединители типа РДЗ 110/630 У1, результаты выбора которых показаны в таблице 21 [9].

Таблица 21 – Выбор разъединителей 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{расч}}$
$I_{p.\text{max}} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{p.\text{max}}$
$i_{\text{уд}} = 24,16 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
Главные ножи		
$W_k = 173,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_T \geq W_k$
Заземляющие ножи		
$W_k = 173,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_T \geq W_k$

Как видно из результатов, разъединители соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

1.9.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки [9]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (92)$$

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 $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k. \quad (93)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² для алюминиевых проводов. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм² [4]. Затем определяется сопротивление наиболее загруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{пров} = R_{пров}$. В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаются трехканальные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии.

Состав вторичной нагрузки ТТ на напряжении 110 кВ приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Распределение приборов по фазам на напряжении 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5

Расчет производится по фазе А.

К рассмотрению принимаются встроенные в оболочку силового трансформатора ТТ марки ТФМ-110 с током вторичной обмотки 5 А. Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=40$ ВА для класса точности 0,5 [32].

Номинальная нагрузка вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{40}{5^2} = 1.6 \text{ Ом.} \quad (94)$$

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие: $Z_{2H} \geq Z_{Нр}$.

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (95)$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов, принимается равным 0,05 Ом [8];

$r_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$ - сопротивление проводов.

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.} \quad (96)$$

Сопротивление проводов не должно превышать следующего значения:

$$r_{\text{пров}} \leq Z_{2H} - (\sum r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}) = 1.6 - (0,6 + 0,01) = 0.91 \text{ Ом.} \quad (97)$$

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$q_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пров}}} \text{ мм}^2, \quad (98)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий) [9];

$r_{\text{пров}}$ - сопротивление провода.

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 23.

Таблица 23 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

Номинальное напряжение, кВ	Длина проводов, м
220	100 – 150
110	75 – 100
10	10

Принят кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм². Тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{min}} = \frac{0,028 \cdot 100}{4} = 0,7 \text{ Ом.} \quad (99)$$

Сопротивление нагрузки составит:

$$Z_{Нр} = 0,01 + 0,7 + 0,6 = 1,31 \text{ Ом.}$$

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ приведена выше при выборе выключателей. Значение V_k не изменится.

Таблица 24 – Выбор трансформаторов тока ТФМ - 110

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{рmax} = 183,7 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{рmax}$
$Z_{Нр} = 1,31 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 4 \text{ Ом}$ (класс точности 0,5)	$Z_{2H} \geq Z_{Нр}$
$V_{кр} = 173,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кн} \geq V_{кр}$
$I_{уд} = 24,16 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Как видно из результатов, трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

1.9.4 Выбор и проверка выключателей на стороне 10 кВ

Выбор выключателей на стороне 10 кВ проводится по вышеприведенной методике для напряжения 110 кВ. Значения токов КЗ для выбора выключателей на стороне 10 кВ взято из таблицы 18.

Выбор и проверка выключателей на стороне 10 кВ показана на примере вводного выключателя Q_1 .

Максимальный ток, проходящий через выключатель:

$$I_{ном} = \frac{1,4 \cdot S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962,25 \text{ А.} \quad (100)$$

Выбирается вводной выключатель 10 кВ типа ВВ/TELL-10-12,5/1000У2 с номинальным током 1000 А [30].

Таблица 25 – Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Название выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Установленное напряжение, кВ	Расчетный ток, А	Номинальный ток, А	Трехфазный ток КЗ, А	Номинальный ток отключения, кА	Марка выключателя
1	2	3	4	5	6	7	8
Вводной	10	10	962,25	1000	10,302	20	ВВ/TELL-10-20/1000 У2
Секционный	10	10	481,125	630	10,302	20	ВВ/TELL-10-20/630 У2
На присоединения	10	10	64,66... 162,81	400	6,106	12,5	ВВ/TELL-10-12,5/400 У2

$$B_K = I_{кз}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a) = 10,302^2 \cdot (1,95 + 0,05) = 212,262 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (101)$$

где $t_{отк}$ - время отключения КЗ [4].

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{К.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}. \quad (102)$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}, \quad (103)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$ [32].

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для времени τ составляет:

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.0} = \sqrt{2} \cdot 10,302 = 14,57 \text{ кА}. \quad (104)$$

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
ВВ/TELL-10-20/1000У2		
$U_p=10$ кВ	$U_n=10$ кВ	$U_n \geq U_p$
$I_{p.Q2}=962,25$ А	$I_n=1000$ А	$I_n \geq I_{p.max}$
$I_{уд}=19,37$ кА	$I_{дин}=32$ кА	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k=212,262$ кА ² с	$B_{к.в}=1200$ кА ² с	$B_{к.в} \geq B_k$
$I_{ПО}=10,302$ кА	$I_{отк}=12,5$ кА	$I_{отк} \geq I_{ПО}$
$i_t=14,57$ кА	$i_{a.ном}=22,62$ кА	$i_{a.ном} \geq i_{at}$

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе секционного выключателя 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
ВВ/TELL-10-20/1000У2		
$U_p=10$ кВ	$U_n=10$ кВ	$U_n \geq U_p$
$I_{p.Q3}=481,125$ А	$I_n=1000$ А	$I_n \geq I_{p.max}$
$I_{уд}=19,37$ кА	$I_{дин}=32$ кА	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k=212,262$ кА ² с	$B_{к.в}=1200$ кА ² с	$B_{к.в} \geq B_k$
$I_{ПО}=10,302$ кА	$I_{отк}=12,5$ кА	$I_{отк} \geq I_{ПО}$
$i_t=14,57$ кА	$i_{a.ном}=22,62$ кА	$i_{a.ном} \geq i_{at}$

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей на присоединения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
ВВ/TELL-10-12,5/1000У2		
$U_p=10$ кВ	$U_n=10$ кВ	$U_n \geq U_p$
$I_{p.Q4}=64,66...162,81$ А	$I_n=250$ А	$I_n \geq I_{p.max}$
$I_{уд}=19,37$ кА	$I_{дин}=32$ кА	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k=198,513$ кА ² с	$B_{к.в}=468,75$ кА ² с	$B_{к.в} \geq B_k$
$I_{ПО}=6,106$ кА	$I_{отк}=12,5$ кА	$I_{отк} \geq I_{ПО}$
$i_t=8,64$ кА	$i_{a.ном}=14,34$ кА	$i_{a.ном} \geq i_{at}$

Все выбранные выключатели 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

1.9.5 Выбор и проверка заземляющих ножей

Заземляющие ножи на стороне 10 кВ применяются соответственно для заземления шин. К установке приняты разъединители типа РВО-10/400 [33]. Результаты выбора показаны в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор заземляющих ножей на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{расч} = 110$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{р.мах} = 183,7$ А	$I_{ном} = 400$ А	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{уд} = 19,37$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	$I_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 212,262$ кА ² с	$I_T^2 \cdot t_T = 768$ кА ² с	$B_T \geq B_k$

Как видно из результатов, разъединители соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

1.9.6 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Выбор и проверка трансформаторов тока в сети 10 кВ производится так же, как и на напряжение 110 кВ. Для примера приведен выбор ТТ на вводном выключателе. Выбор ТТ на секционном выключателе и на выключателях на присоединение производится аналогично.

— Вводной выключатель

Состав вторичной нагрузки ТТ на вводном выключателе 10 кВ приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Распределение приборов по фазам на вводном выключателе

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	6	6	6
Итого		21	11	21

Расчет производится по фазе А, как наиболее загруженной.

К рассмотрению принимаются ТТ марки ТПЛ-10 с током вторичной обмотки 5 А. Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15$ ВА.

Номинальная нагрузка вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.} \quad (105)$$

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2H}^2} = \frac{21}{5^2} = 0,84 \text{ Ом.} \quad (106)$$

Принят кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², длиной 10 м [9].

Сопротивление провода:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{min}} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}. \quad (108)$$

Сопротивление нагрузки составит:

$$Z_{Нр} = 0,01 + 0,07 + 0,84 = 0,92 \text{ Ом}.$$

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_K = I_{кз}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a) = 10,302^2 \cdot (1,95 + 0,05) = 212,262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (109)$$

$$B_{кном} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (110)$$

Таблица 31 – Выбор трансформаторов тока ТПЛ-10 на вводном выключателе

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
U _{уст} = 10 кВ	U _Н = 10 кВ	U _Н ≥ U _{уст}
I _{рmax} = 962,25 А	I _Н = 1000А	I _Н ≥ I _{рmax}
Z _{Нр} = 0,92 Ом	Z _{2Н} = 4 Ом (класс точности 0,5)	Z _{2Н} ≥ Z _{Нр}
B _{кр} = 212,262 кА ² ·с	B _{кном} = 1200 кА ² ·с	B _{кн} ≥ B _{кр}
I _{по} = 10,302 кА	I _{дин} = 20 кА	I _{дин} ≥ I _{по}

Как видно из таблицы 31, трансформаторы тока соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

— Секционный выключатель

Состав вторичной нагрузки ТТ на секционном выключателе приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Распределение приборов по фазам на секционном выключателе

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194І-2К4Т	5	-	-
Итог		5	-	-

К рассмотрению принимаются ТТ марки ТВ-10 и кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², длиной 10 м [9].

Таблица 33 – Выбор трансформаторов тока ТВ-10 на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 481,125 \text{ А}$	$I_H \geq I_{рmax}$
$Z_{2H} = 4 \text{ Ом}$ (класс точности 0,5)	$Z_{Hp} = 0,68 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$V_{кном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кр} = 212,262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кн} \geq V_{кр}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,302 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{по}$

— Выключатели на отходящие присоединения

Состав вторичной нагрузки ТТ на отходящие присоединения приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Распределение приборов по фазам на напряжении 10кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	6	6	6
Итого		11	11	11

К рассмотрению принимаются ТТ марки ТВ-10 и кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², длиной 10 м [9].

Таблица 35 – Выбор трансформаторов тока ТВ-10 на отходящие присоединения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{рmax} = 64,66 \dots 162,81 \text{ А}$	$I_H \geq I_{рmax}$
$Z_{2H} = 4 \text{ Ом}$ (класс точности 0,5)	$Z_{Hp} = 0,84 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$V_{кном} = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кр} = 212,262 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кн} \geq V_{кр}$
$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,302 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{по}$

Как видно из вышеприведенных таблиц, трансформаторы тока соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

1.9.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

На сторону НН выбран трансформатор напряжения НАМИ- 10-95 У1 [8]. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 36.

Таблица 36 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	Мощность обмотки, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП 120П-4,0-220 ВВУ	5,5	1	5,5
Ваттметр	СТ 3021-5	5	1	5
Варметр	СТ 3021-5	5	1	5
Счетчик	СЕ302	9	7	63
Итого				78,5

$$S_p = 78,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 37.

Таблица 37 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_p = 78,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из таблицы, выбранные трансформаторы напряжения соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

1.9.8 Выбор и проверка предохранителей для защиты ТН

Для защиты ТН устанавливаются предохранители.

Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию [9]:

$$I_{p.пл.вс} = \frac{1,4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 16,166 \text{ А.} \quad (111)$$

Таблица 38 – Выбор предохранителей

Номинальная мощность, кВА	Расчетный ток плавкой вставки, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Марка
200	16,166	20	ПКТ-1.2-10-20-12,5

Таким образом, выбранные предохранители выбраны правильно.

1.9.9 Выбор и проверка сборных шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Размеры ячейки, принятой к рассмотрению: длина 1500 мм, ширина 1000 мм, высота 2000 мм, расстояние между фазами 200 мм [27].

Расчётный ток:

$$I_{\text{ном}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962,25 \text{ А.} \quad (114)$$

Сечение шин выбирается и проверяется по допустимому току. Приняты однополюсные алюминиевые шины марки АД31Т прямоугольного сечения: 100×10 мм, с длительно допустимым током $I_{\text{дл.д}} = 1820 \text{ А}$ и $S = 1000 \text{ мм}^2$.

$$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{дл.д}}, \quad (115)$$

$$962,25 \leq 1820 \text{ А.}$$

Расположение шины – плашмя. Длина пролета между опорными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$ [4].

Проверка по термостойкости, исходя из данных расчета точки КЗ (таблица 18): $I_{\text{по}} = 10,302 \text{ кА}$; $i_{\text{уд}} = 19,37 \text{ кА}$.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{212,262 \cdot 10^6}}{90} = 160,101 \text{ мм}^2, \quad (116)$$

где $C = 90$ - для алюминиевых шин и кабелей [4];

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{\text{min}} < S.$$

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м):

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{19370^2}{0,2} = 364,373, \quad (117)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток на шине, А;

a - расстояние между фазами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, МПа:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}} = \frac{364,373 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 25} = 3,28 \text{ МПа}, \quad (119)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot l^2}{6} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 25 \text{ см}^3. \quad (120)$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 75$ МПа. Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$. Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны [9].

Таблица 39 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 962,25 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1820 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$
$\sigma_{расч} = 3,28 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{расч}$
$q_{\min} = 160,101 \text{ мм}^2$	$q = 1000 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

1.9.10 Выбор и проверка изоляторов

— Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, выбор которых производится по следующим условиям [9]:

— по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

— по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}$;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-3,75У с допустимой силой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{19370^2}{0.2} \cdot 1.4 \cdot 10^{-7} = 657.79 \text{ Н}; \quad (121)$$

Таблица 40 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 657,79 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Таким образом, опорный изолятор ИР-10-3,75У проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

1.9.11 Выбор и проверка ячеек КРУ

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

Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6 –10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

На низкой стороне был выбран КРУ внутренней установки 10 кВ марки К-104М со встроенными выключателями марки ВВ/TELL-10-20/1000У2 с встроенным электромагнитным и пружинным приводом [31].

Выбор и проверка ячеек КРУ осуществляется также, как и выключателей, с той лишь разницей, что КРУ не имеет токов отключения.

Результаты выбора приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе ячеек КРУ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	К-104М	
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$

$I_{p,Q2}=962,25 \text{ A}$	$I_H=1000 \text{ A}$	$I_H \geq I_{p,max}$
$I_{уд}=19,37 \text{ A}$	$I_{дин}=40 \text{ A}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$V_k=212,262 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{к.в}=468,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{к.в} \geq V_k$

1.9.12 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается [9]:

— при двух трансформаторах с.н. на подстанции без постоянного дежурства и при одном трансформаторе с.н. - $S_T \geq S_{расч}$;

— при двух трансформаторах с.н. на подстанции с постоянным дежурством - $S_T \geq S_{расч} / K_{II}$, где K_{II} - коэффициент допустимой перегрузки, принимают равным 1,4;

— если число трансформаторов с.н. больше двух, то $S_T \geq S_{расч} / n$.

Предельная мощность каждого трансформатора должна быть не более 630 кВА, при технико-экономическом обосновании допускается применение трансформаторов 1000 кВА при $u_k = 8\%$.

Так как ПС «Светлая» двухтрансформаторная, то и количество трансформаторов СН будет равно двум [9].

На подстанциях с оперативным постоянным током трансформаторы с.н. присоединяются к шинам 10 кВ. Если отсутствует РУ 10 кВ, то трансформаторы с.н. присоединяются к обмотке НН основных трансформаторов.

На проектируемой подстанции к нагрузке с.н. относятся.

1. Первая группа - оперативные цепи (15 кВт), двигатели системы охлаждения трансформатора (80 кВт), аппаратуры связи телемеханики (15 кВт).

2. Вторая группа - зарядное, подзарядное устройство, АКБ (20 кВт), освещение (150 кВт), электроотопления помещения (10 кВт), электроподогрев аппаратуры и шкафов ВН (10 А).

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = k_{И1} \cdot S_1 + k_{И2} \cdot S_2 + k_{И3} \cdot S_3 + k_{И4} \cdot S_4, \quad (110)$$

где $k_{И}$ – коэффициент использования определяется по справочнику.

Найдем суммарную мощность для первой категории:

$$S_{\Sigma 1} = 0,3 \cdot 15 + 0,7 \cdot 80 + 0,5 \cdot 15 = 68 \text{ кВА}$$

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma 2} = 0,8 \cdot 20 + 0,6 \cdot 150 + 0,8 \cdot 10 + 0,43 \cdot 10 = 128 \text{ кВА}$$

Расчетная мощность от двух групп:

$$S_{расч.} = 68 + 128 = 196 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_T = \frac{S_{расч.}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (111)$$

Определяем мощность трансформатора:

$$S_T = \frac{196}{2 \cdot 0,7} = 140 \text{ кВА.}$$

где N_T - число трансформаторов с.н., из приведенных выше условий принимаем равным 2.

Выбран ТМ 160/10. Проверяем данные трансформаторы на коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{2 \cdot S_{ном}} = \frac{196}{2 \cdot 160} = 0,61. \quad (125)$$

Таким образом, видно, что трансформаторы выбраны правильно.

1.9.13 Выбор и проверка предохранителей для защиты ТСН

Ток плавкой вставки предохранителя:

$$I_{р.пл.вс} = \frac{1,4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 12,93 \text{ А}. \quad (126)$$

Таблица 40 – Выбор предохранителей для защиты ТСН

Номинальная мощность, кВА	Расчетный ток плавкой вставки, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Марка
250	12,93	16	ПКТ-1.2-10-16-12,5

Таким образом, видно, что выбранные предохранители выбраны правильно.

1.9.14 Выбор системы оперативного тока

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет системы оперативного тока данной электроустановки.

Применяются следующие системы оперативного тока на ПС [8]:

— постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания используются аккумуляторная батарея;

— переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, измерительные трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия используются предварительно заряженные конденсаторы;

— выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в

постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия могут использоваться предварительно заряженные конденсаторы;

— смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока (постоянный и выпрямленный).

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110-220 кВ со сборными шинами этих напряжений, на подстанциях 35-220 кВ без сборных шин на этих напряжениях с масляными выключателями с электромагнитным приводом, для которых возможность включения от выпрямительных устройств при зависимом питании не подтверждена заводом-изготовителем.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанций используются аккумуляторные батареи. Выбор аккумуляторных батарей показан в приложении Б. В соответствии с приложением Б в качестве источника постоянного оперативного тока для подстанции «Светлая» были выбраны аккумуляторные батареи типа СК-6, работающие в режиме постоянного подзаряда [33].

1.9.15 Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор дугогасящих реакторов

В городских сетях защита от внутренних перенапряжений осуществляется в тех случаях, когда перенапряжение является следствием повторяющихся в процессе эксплуатации процессов. В сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью, возможны перенапряжения вследствие повторных зажигания и погасаний электрических дуг емкостного тока при замыкании на землю. Для защиты от внутренних перенапряжений, связанных с отключением трансформаторов, линий в промышленных электроустановках, применяются вентильные разрядники, устанавливаемые вблизи защищаемого оборудования. При токах замыкания на землю больше

20 А должна применяться компенсация емкостного тока при помощи дугогасящих аппаратов. Мощность дугогасящих реакторов выбирается по полному емкостному току замыкания на землю с учетом развития сети за 5 лет и коэффициента развития сети. При правильном выборе дугогасящих аппаратов и правильном подборе изоляции нейтралей трансформаторов перенапряжения при дуговых замыканиях на землю не должны вызывать повреждения изоляции.

Ток замыкания на землю определяется согласно [4]:

$$I_{\text{эмк.кл}} = U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C \cdot l_{\Sigma\text{каб}} \cdot 10^{-6} = 10 \cdot \sqrt{3} \cdot 314 \cdot 0,37 \cdot 18 \cdot 10^{-6} = 36 \text{ А}, \quad (129)$$

где C – удельная емкость кабеля на землю (для сети 10кВ с выбранным кабелем АПВП – 185 принимается равной 0,37 мкФ/км) [4].

Так как значение тока замыкания на землю больше предельно допустимого значения 20 А, то требуется установка дугогасящих реакторов.

$$S_{\text{д.р}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{эмк.кл}} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 36 = 623,54 \text{ кВА}. \quad (130)$$

В качестве дугогасящего реактора выбран плавно регулируемый автоматический дугогасящий реактор ASR 1.0, мощностью 630 кВА и диапазоном тока компенсации 15-145 А.

1.10 Выбор и проверка аппаратуры на ТП

Принципиальная однолинейная схема ТП показана на рисунке 7.

Выбор аппаратуры показан на примере ТП 1.

1.10.1 Выбор и проверка предохранителей

Для защиты трансформаторов с высокой стороны устанавливаются предохранители.

Например, ток плавкой вставки предохранителя для ТП 1 выбирается по условию [9]:

$$I_{\text{р.пл.вс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46,188 \text{ А}. \quad (131)$$

Для ТП 1 выбран предохранитель марки ПКТ-1.2-10-50-12,5 УЗ с номинальным током плавкой вставки равным 50 А. Выбор предохранителей для остальных ТП производится аналогично и показан в приложении В.

Проверка принятого к установке предохранителя для ТП 1. Проверка предохранителей на остальных ТП производится аналогичным образом.

1. Проверка по пусковому току

$$1,2 \cdot I_{\text{пуск}} \leq I_{\text{пл.вст}}, \quad (132)$$

$$1,2 \cdot 31,5 \leq 50$$

$$37,8 \leq 50$$

2. Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_K = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 6,106^2 \cdot (1,3 + 0,03) = 49,59 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (133)$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}. \quad (134)$$

Таким образом, видно, что предохранитель выбран правильно.

1.10.2 Выбор и проверка автоматических выключателей

Условия выбора и проверки автоматического выключателя аналогичны условиям при выборе и проверке выключателей на 10 кВ [9].

Выбор автоматических выключателей сведен в таблицу 42.

Таблица 42 – Выбор автоматических выключателей

№ТП	Рабочий ток, А	Номинальный ток расцепителя, А	Марка	№ТП	Рабочий ток, А	Номинальный ток расцепителя, А	Марка
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 1	320,59	400	A3793C	ТП 23	320,298	400	A3793C
ТП 2	320,59	400	A3793C		320,76	400	A3793C
ТП 3	399,12	400	A3793C	ТП 24	363,8	400	A3793C
ТП 4	426,60	630	A3793C	ТП 25	264,29	400	A3793C
ТП 5	260,54	400	A3793C		264,29	400	A3793C
ТП 6	297,11	400	A3793C	ТП 26	391,936	400	A3793C
ТП 7	306,66	400	A3793C		327,388	400	A3793C
	306,66	400	A3793C	ТП 27	332,074	400	A3793C
	306,66	400	A3793C		332,074	400	A3793C
ТП 8	264,29	400	A3793C	ТП 28	320,592	400	A3793C
ТП 9	264,29	400	A3793C	ТП 29	320,592	400	A3793C
	366,76	400	A3793C	ТП 30	271,874	400	A3793C
ТП 10	212,51	250	A3793C	ТП 31	366,038	400	A3793C

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 11	332,07	400	A3793C	ТП 32	300,236	400	A3793C
ТП 12	264,29	400	A3793C		300,236	400	A3793C
ТП 13	458,87	630	A3793C		300,236	400	A3793C
ТП 14	315,15	400	A3793C	ТП 33	300,236	400	A3793C
ТП 15	425,23	630	A3793C		300,236	400	A3793C
	330,29	400	A3793C		300,236	400	A3793C
ТП 16	330,29	400	A3793C	ТП 34	300,236	400	A3793C
	366,37	400	A3793C		300,236	400	A3793C
ТП 17	330,29	400	A3793C	ТП 35	320,298	400	A3793C
	432,76	630	A3793C		484,552	630	A3793C
ТП 18	332,07	400	A3793C	ТП 36	404,436	630	A3793C
ТП 19	367,41	400	A3793C		202,218	250	A3793C
ТП 20	425,10	630	A3793C	ТП 37	424,966	630	A3793C
	329,12	400	A3793C		353,022	400	A3793C
ТП 21	320,30	400	A3793C	ТП 38	424,966	630	A3793C
	320,462	400	A3793C		407,26	630	A3793C
ТП 22	404,436	630	A3793C	-	-	-	-
	331,056	400	A3793C	-	-	-	-
	331,056	400	A3793C	-	-	-	-

Для всех ТП выбраны автоматические выключатели марки А3793С с электромагнитным приводом.

Проверка выбранных выключателей показана на примере ТП 1, для остальных ТП проверка производится аналогично.

1. Проверка на соответствие выбранному сечению шин

$$K = \frac{1,2 \cdot I_{ном}}{I_{дл.дон}} = \frac{384,71}{393,692} = 0,97 < 1. \quad (135)$$

2. Проверка по отключающей способности

$$I_{расч} < I_{ПО}^{(3)}; \quad 400 \text{ A} < 6,106 \text{ кА}. \quad (136)$$

Таким образом, видно, что автоматические выключатели выбраны правильно.

1.10.3 Выбор и проверка выключателей нагрузки

Предварительно выключатели нагрузки выбираются по току в рабочем режиме. Рассмотрим на примере ТП1 с $I_{расч.}=455,77 \text{ A}$.

В качестве выключателей нагрузки выбраны выключатели марки ВНРп–10/630–10зУ3 с электромагнитным приводом.

Проверка по термической стойкости выключателя:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}}, \quad (137)$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 6,106^2 \cdot (1,055 + 0,002) = 39,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (138)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения КЗ,

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Данные расчета и каталожные данные для выбора выключателя нагрузки ВНРп – 10/400 – 10з УЗ сведены в таблицу 44.

Таблица 44 - Каталожные и расчетные данные выбранного выключателя ВНРп – 10/630 – 10з УЗ

Расчетные данные выключателя нагрузки	Каталожные данные выключателя нагрузки	Условия выбора выключателя нагрузки
$U_{\text{расч}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{расч.мах}}=455,77 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч.мах}}$
$i_{\text{уд}}=6,106 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}}=20 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=39,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}}=400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Таким образом, видно, что выключатели выбраны правильно.

Таблица 43 – Выбор выключателей нагрузки на ТП

Участок линии (ТП)	Расчетный ток линии, А	Номинальный ток расцепителя, А	Марка	Участок линии (ТП)	Расчетный ток линии, А	Номинальный ток расцепителя, А	Марка
1-ая петля				2-ая петля			
ПС-ТП28	455,77	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ПС-ТП9	324.60	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП28-ТП29	451,58	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП9-ТП16	386.98	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП29-ТП30	345,56	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП16-ТП17	416.68	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП30-ТП31	296,91	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП17-ТП18	377.54	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП31-ТП32	537,69	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП18-ТП26	311.54	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП32-ТП33	531,49	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП26-ТП27	377.87	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП33-ТП34	523,41	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП27-ТП25	292.71	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ПС-ТП1	457,26	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП25-ТП24	391.79	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП1-ТП2	457,77	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП24-ТП19	426.72	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП2-ТП5	388,94	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП19-ТП22	389.47	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП5-ТП7	475,11	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП22-ТП23	401.23	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП7-ТП8	421,72	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ПС-ТП15	585.02	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП8-ТП6	365,19	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП15-ТП20	570.67	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП6-ТП4	340,81	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП20-ТП21	389.47	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП4-ТП3	353,86	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП21-ТП35	413.25	630	ВНРп–10/630–10зУ3
ТП3-ТП34	354,79	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП35-ТП36	556.03	630	ВНРп–10/630–10зУ3
-	-	-	-	ТП36-ТП23	401.23	630	ВНРп–10/630–10зУ3
3-я петля							
ПС-ТП10	305.99	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ПС-ТП11	376.21	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП10-ТП14	351.47	400	ВНРп–10/400–10зУ3	ТП11-ТП12	288.26	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП14-ТП37	442.32	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП12-ТП13	334.73	400	ВНРп–10/400–10зУ3
ТП37-ТП38	460.62	630	ВНРп–10/630–10зУ3	ТП13-ТП39	430.93	630	ВНРп–10/630–10зУ3
-	-	-	-	ТП39-ТП38	460.62	630	ВНРп–10/630–10зУ3

1.11 Молниезащита ПС «Светлая»

Молниезащита подразделяется на защиту от прямых ударов молнии и от набегающих волн перенапряжения. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью системы молниеотводов, защита от набегающих волн перенапряжения – с помощью защитных аппаратов, к которым относятся ОПН.

ПС «Светлая» выполнена в виде комплектной трансформаторной подстанции блочного типа (КТПБ), габаритные размеры которой равны: ширина 2,3 м; длина 20,4 м; высота 2,56 м.

1.11.1 Защита от прямых ударов молнии

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

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

Нормируется два вида зон:

— зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

— зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для расчетов была выбрана зона А. Для защиты подстанции «Светлая» (схема РУ высшего напряжения – блок-линия-трансформатор), приняты стержневые молниеотводы, установленные как отдельно-стоящие молниеотводы рядом со зданием РУ. Высота защищаемого объекта взята равной $h_x = 2,56$ м. Высота молниеотвода принята равной 6 м [16].

Так как в нашем случае высота молниеотвода $h < 150$ м, то параметры внешней зоны защиты определяем по следующим формулам:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (139)$$

где $h_{эф}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (140)$$

где r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) r_0, \quad (141)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 6 = 5,1 \text{ м}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 6) \cdot 6 = 6,528 \text{ м}$$

$$r_x = \left(1 - \frac{2,56}{5,1} \right) \cdot 6,528 = 3,251 \text{ м}$$

Расчет зоны действия молниеотводов 1-2 и 3-4:

Расстояние между молниеотводами равно $L=6,5$ м, которое находится в границах $h < L \leq 2h$, поэтому параметры внутренней зоны определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} h_{cx} &= h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h) = \\ &= 5,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 6)(6,5 - 6) = 5,014 \text{ м} \end{aligned} \quad (142)$$

где h_{cx} - наименьшая высота внутренней зоны защиты.

$$r_{c0} = r_0 = 6,528 \text{ м}, \quad (143)$$

где r_{c0} - половина ширины внутренней зоны на уровне земли.

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) r_{c0} = \left(\frac{5,014 - 2,56}{5,014} \right) \cdot 6,528 = 3,195 \text{ м}. \quad (144)$$

где r_{cx} - половина ширины внутренней зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта.

1.11.2 Заземление ПС «Светлая»

Основная задача заземляющего устройства молниезащиты - отвести как можно большую часть тока молнии (50 % и более) в землю. Остальная часть тока растекается по подходящим к зданию коммуникациям (оболочкам кабелей, трубам водоснабжения и т.п.). При этом не возникают опасные напряжения на самом заземлителе. Эта задача выполняется сетчатой системой под зданием и вокруг него. Заземляющие проводники образуют сетчатый контур, объединяющий арматуру бетона внизу фундамента. Это обычный метод создания электромагнитного экрана внизу здания. Кольцевой проводник вокруг здания и(или) в бетоне на периферии фундамента соединяется с системой заземления заземляющими проводниками обычно через каждые 5 м. Внешний заземлитель проводник может быть соединен с указанными кольцевыми проводниками.

Можно использовать сетку из оцинкованной стали с шириной ячейки обычно 5 м, приваренную или механически прикрепленную к прутьям арматуры обычно через каждый 1 м. Концы проводников сетки могут служить заземляющими проводниками для соединительных полос.

Расчет контура заземления ПС «Светлая» показан в приложении Г. В качестве заземлителя для ПС «Светлая» выбрана сетчатая система под зданием и вокруг него. Количество горизонтальных электродов равно 6, вертикальных – 5.

1.11.3 ОПН на ПС «Светлая»

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяются ОПН, целью которых является защита электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений подключаются параллельно защищаемому объекту.

Предположено, что на стороне 110 кВ ПС «Светлая» установлен ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/84/10/450/У1, основные характеристики которого представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Основные характеристики ОПН на стороне 110 кВ

Класс напряжения сети, кВ	Максимальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе 2000 мкс, А	Остающееся напряжение при коммутационном импульсе тока 250 А, кВ
110	84	10	450	176,3

Также предположено, что на стороне НН трансформаторов ПС «Светлая» установлен ограничитель перенапряжения типа ОПНП–РС-10/12,7/10/200 У1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Основные характеристики ОПН на стороне 10 кВ

Класс напряжения сети, кВ	Максимальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе 2000 мкс, А	Остающееся напряжение при коммутационном импульсе тока 250 А, кВ
10	12,7	5	200	21,5

Выбор ОПН показан в приложении Д. В соответствии с приложением Д видно, что данные ограничители перенапряжения выбраны правильно.

1.12 Оценка надежности ПС «Светлая»

Вопросы надежности – это технико-экономическая проблема, решение которой позволит с помощью рационального использования затрат целенаправленно изменить большинство факторов, влияющих на надежность.

Надежность – это комплексное свойство, которое включает в себя такие понятия как безотказность и отказ работы. Под безотказностью понимают свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки (продолжительность или объем работы объекта). А отказ, в свою очередь – это событие, заключающееся в нарушении работоспособности, т.е. переход объекта с одного уровня работоспособности на другой более низкий или полностью в неработоспособное состояние.

Для расчета надежности используются такие показатели надежности как:

- а) средний параметр потока отказов ω , 1/год;
- б) среднее время восстановления T_B , ч;
- в) частота капитальных ремонтов μ , 1/год;
- г) продолжительность капитального ремонта T_P , ч.

Для линий электропередач используются следующие показатели надежности:

- а) среднее число преднамеренных отключений μ , 1/год;
- б) среднее время простоя при преднамеренных отключениях T_P , ч.

Для выключателей: $a_{оп}, a_{к}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях и КЗ соответственно.

Исходные данные по показателям надежности взяты из справочных данных [21, 22, 23] и сведены их в таблицу 47.

Таблица 47 - Показатели надежности элементов подстанции

Элемент	ω , 1/Г	T_B , ч	μ , 1/Г	T_P , ч	$a_{кз}$	$a_{о.п.}$
Трансформатор	0,018	40	0,25	250	-	-
Выключатель на U=110 кВ	0,01	21,90	0,04	-	0,0025	0,0024
Выключатель на U=10 кВ	0,003	20	0,14	10	0,005	0,003
Сборные шины на U=10 кВ	0,030	7	0,166	2	-	-
Линия наU=110 кВ	0,032	16	1	2	-	-
Линия наU=10 кВ	0,075	16	1	2	-	-
Разъединитель на U=110 кВ	0,01	11	0,166	8	-	-

В таблице 48 приведены показатели надежности устройств релейной защиты.

Таблица 48 Показатели надежности устройств релейной защиты

Вид защиты	Средняя частота отказов ω , 1/год	Вероятность отказа, q , 1/год
ГЗ	$8,7 \cdot 10^{-5}$	$5,25 \cdot 10^{-3}$
АПВ	$7 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$

Схема для расчета надежности ПС «Светлая» представлена на рисунке 13. Все элементы схемы, участвующие в расчетах пронумерованы.

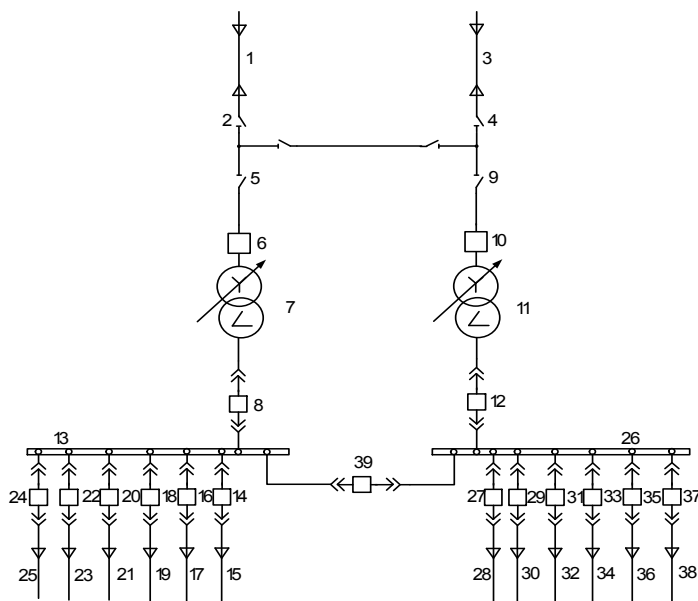


Рисунок 13 – Схема ПС «Светлая»

Оценка надежности ПС «Светлая» приведена в приложении Е.

На основании приложения Е, можно сделать вывод, что выбранная схема транзита мощности через ПС «Светлая» разработана правильно. Она обеспечивает надежное электроснабжение потребителей.

1.13 Релейная защита и автоматизация системы электроснабжения микрорайона «Светлый»

Элементы городской электрической сети оборудуются устройствами релейной защиты в объеме, регламентируемом ПУЭ. Устройства защиты обеспечивают автоматическое отключение защищаемого элемента при повреждениях, представляющих непосредственную опасность для этого элемента, или при возникновении ситуаций, угрожающих жизни людей. Устройства защиты могут сигнализировать о нарушении нормального режима работы защищаемого элемента, а также о возникновении

повреждения, не представляющего непосредственной опасности для этого элемента.

— Сети 0,4 кВ

Для защиты трансформаторов напряжением на низкой стороне до 1 кВ, как правило, используют закрытые плавкие предохранители.

Защита замкнутых сетей 0,4 кВ осуществляется с помощью автоматических выключателей обратной мощности, устанавливаемых на стороне низшего напряжения трансформаторов. Для замкнутых сетей 0,4 кВ с АВР на стороне напряжения 10 кВ устройство АВР дополняют элементом, реагирующим на изменение направления потока мощности.

— Сети 10 кВ

1. Максимальная токовая защита с выдержкой времени – является основным видом защиты сетей напряжением 10 кВ от многофазных замыканий. Время действия защиты предельно сокращают при соблюдении условий ее селективности.

2. Используют также максимальные токовые защиты без выдержки времени — токовые отсечки (время действия 0,2 - 0,3 с). Отсечка отстраивается от токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ в ТП.

Для максимальных токовых защит принимают следующие ступени селективности: 0,5 с с независимым временем действия; 0,6 с с ограничено зависимой выдержкой времени на реле косвенного действия; 0,7 - на реле прямого действия.

Защита от многофазных замыканий, как правило, предусматривается в двухфазном исполнении (МТО или двухступенчатая МТЗ). Согласование времени действия последовательно расположенных устройств защиты начинают с устройства, наиболее удаленного от пункта питания.

3. Одиночные линии с односторонним питанием от многофазных замыканий должны защищаться двухступенчатой токовой защитой, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой (или зависимой) характеристикой выдержки времени. На одиночных линиях с двухсторонним

питанием, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, рекомендуется применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполняя их при необходимости направленными.

4. Для исправления неселективной работы отсечки на выключателях линий предусматривают АПВ однократного действия.

5. Для защиты трансформаторов ТП со стороны 10 кВ применяют предохранители с проверкой обеспечения селективности их работы с вышестоящими и нижестоящими защитами.

— Сети 110 кВ

1. На линиях устанавливается дистанционная защита и токовая защита нулевой последовательности для защиты от однофазных замыканий;

2. В соответствии с ПУЭ [12], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

В обмотках и на выводах трансформатора ПС «Светлая» для защиты от многофазных КЗ устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение, и газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

1.13.1 Защита трансформаторов на ПС «Светлая»

Защиту трансформаторов ТРДН–25 МВА выполняем на основе микропроцессорного терминала RET 521. Терминал RET 521 является терминалом нового поколения. Он включает функциональные блоки дифференциальной защиты (DIFP), максимальной токовой защиты и ряд других. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторов и шунтирующих реакторов. RET 521 предлагает набор из 5 характеристик срабатывания с торможением. Каждая из 5 характеристик может смещаться по вертикали для изменения тока срабатывания. Возможность отслеживания положения РПН и, соответственно, учет изменения коэффициента трансформации. Временное снижение чувствительности дифференциальной защиты при обнаружении внешнего повреждения. Так называемая логика с перекрестной блокировкой, используемая для разрешения на отключение фазы, а также для соответствующих сигналов блокировки отключения, может быть выведена из использования.

— *Продольная дифференциальная токовая защита*

Дифференциальная защита является главной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на выводах трансформатора, а также на ошиновках. Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия (защита элемента сети), ее можно использовать для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективное отключение только неисправного трансформатора или, более точно, всех объектов, включенных в область защиты. Дифференциальная защита не должна реагировать на повреждения за пределами зоны.

Расчет уставок дифференциальной защиты терминала RET 521

Для этого проверяются выбранные трансформаторы тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

Защищаемый трансформатор ТРДН-25 МВА:

— пределы регулирования напряжения под нагрузкой $\pm 9 \times 1,78\%$;

— номинальные напряжения 115; 10,5 кВ;

— трансформаторы тока защиты имеют коэффициенты трансформации: со стороны ВН 2000/5; со стороны НН 1000/5;

Номинальные токи обмоток трансформатора при нулевом положении РПН:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}, \quad (145)$$

где $U_{ном.ср}$ – номинальное напряжение обмотки при нулевом положении РПН.

$$I_{ном.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125 \text{ А},$$

$$I_{ном.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,64 \text{ А}.$$

Вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{ном.ВТ} = \frac{I_{ном.Т}}{K_{ТА}}, \quad (146)$$

где $K_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{ном.ВТ.ВН} = \frac{125}{400} = 0,313 \text{ А}.$$

Так как этот ток оказался меньше 1А, то в качестве номинального тока устройства RET 521 с соответствующей стороны принимается равным 1А.

$$I_{ном.ВТ.НН} = \frac{1374,64}{200} = 6,87 \text{ А}.$$

Со стороны НН установлены ТТ типа ТВ-10. Такие ТТ имеют $K_{10}=25$ при $Z_{нг.ном}=1,01 \text{ Ом}$, $R_{нг}=0,07 \text{ Ом}$.

Приведенная предельная кратность первичного тока:

$$K'_{np} = \frac{I_{1ном.ТТ} \cdot K_{np}}{I_{ном.Т}}, \quad (147)$$

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

$I_{ном.Т}$ - номинальный ток обмотки защищаемого трансформатора.

$$K'_{np} = \frac{2000 \cdot 25}{1374,64} = 36,373$$

Таким образом, условие $K'_{np} \geq 25$ со стороны НН выполняется.

Со стороны ВН установлен трансформатор тока ТФМ – 110. Для таких ТТ условие $K'_{np} \geq 35$ обычно выполняется и его в данном случае можно не проверять.

Принимая $K'_{nep} = 1,5$, определяется минимальный ток срабатывания по формуле:

$$I_{d.min*} = K_{отс} \cdot I_{b.нач*} \cdot \sqrt{(K'_{nep} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*})^2 + (\Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*})^2} \quad (148)$$

где $I_{b.нач*}$ - относительный ток начала торможения.

$$I_{d.min*} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,1 + 0,02)^2 + (0,1 + 0,02)^2} = 0,28$$

Принята уставка $I_{d.min*} = 0,3$.

— *Максимальная токовая защита*

Максимальная токовая защита срабатывает при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки). Причиной увеличения тока трансформатора может быть и повреждение самого трансформатора, и КЗ на шинах или на отходящих элементах НН, а также самозапуск питаемых электродвигателей после кратковременного перерыва питания или подключения к работающему трансформатору дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР. На

трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности, с тем, чтобы обеспечивалось и резервирование при КЗ в трансформаторе.

Одним из признаков возникновения к.з. является увеличение тока в линии. Этот признак используется для выполнения защит, называемых токовыми. Токовые защиты приходят в действие при увеличении тока в фазах линии сверх определенного значения. В качестве реле, реагирующих на возрастание тока, служат максимальные токовые реле.

Токовые защиты подразделяются на максимальные токовые защиты и токовые отсечки. Главное различие между этими защитами заключается в способе обеспечения селективности.

Селективность действия максимальных защит достигается с помощью выдержки времени. Селективность действия токовых отсечек обеспечивается соответствующим выбором тока срабатывания.

Ток срабатывания защиты, кА:

$$I_{с.з} = \frac{K_H \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{P.max}, \quad (149)$$

где K_H – коэффициент надежности, $K_H = 1,2$ [4];

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$ [4];

$K_{сам}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам} = 2,5$ [8];

$I_{P.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

Расчет уставок МТЗ со стороны ВН силового трансформатора:

$$I_{P.max} = \frac{S_H \cdot K_{заг}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 110} = 91,851 \text{ А}, \quad (150)$$

где S_H - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$K_{заг}$ - номинальный коэффициент загрузки.

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 91,851 = 344,441 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.з}}{n_{ТА}} = \frac{1 \cdot 344,441 \cdot 5}{1200} = 1,435 \text{ А,} \quad (151)$$

где $n_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Минимальный расчетный ток КЗ за трансформатором на стороне НН с учетом действия РПН ($\Delta U_{РПН} = 0,12$), приведенный к стороне ВН:

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.нн}^{(3)}}{(1 + \Delta U_{РПН})^2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{8021}{(1 + 0,12)^2} = 5537,619 \text{ А.} \quad (152)$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{792,214}{344,441} = 2,3 > 1,5. \quad (153)$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Наибольшая из выдержек времени резервных защит силового трансформатора на сторонах СН и НН принимается равной $t_{\text{пр.мах}} = 1 \text{ с.}$

$$t_{с.з.Т(р)} = t_{\text{пр.мах}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с.} \quad (154)$$

Расчет для других комплектов защит аналогичен.

— *Защита от перегрузки*

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой

защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Защита от перегрузки устанавливается с обеих сторон трансформатора. Она реализуется с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по выражению:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{Т.ВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 125,511 = 164,733 \text{ А}, \quad (155)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,05$;

$$I_{с.р} = \frac{1 \cdot 164,733 \cdot 5}{1200} = 0,686 \text{ А}.$$

Таблица 49 – Результаты расчета уставок защиты от перегрузки

Наименование сторон	$I_T, \text{ А}$	$I_{с.з}, \text{ А}$	$I_{с.р}, \text{ А}$
ВН	125,511	164,733	0,686
НН	1374,643	1804,219	6,014

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики, снижения пускового тока нагрузки до номинального. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

— Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Сейчас широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми

поплавками типа BF80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Есть также пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для опробования действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип действия данного реле такой же, как и других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

На защищаемом трансформаторе ПС «Светлая» установлено газовое реле типа BF80/Q.

Описание автоматических устройств АВР, АПВ и АЧР показано в приложении Ж.

2. ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Инвестиционный проект – это комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Целью данного курсового проекта является расчет эффективности инвестиций в проектируемую сеть. Сеть находится в собственности ОАО «ДРСК». Строительство будет производиться за свой счет без привлечения инвесторов. Производить строительные работы будет ОАО «ДРСК».

2.1 Расчет капитальных вложений

Любые решения, связанные с созданием новых и реконструкцией старых сетей электроснабжения, требуют затраты ресурсов (материальные, трудовые и денежные). Совокупные затраты этих ресурсов принято называть капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{КЛ} + K_{ТП} + K_{ПС}, \quad (156)$$

где $K_{КЛ}$ – капиталовложения на сооружение КЛ, тыс. руб.;

$K_{ТП}$, $K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружение ТП и ПС, тыс. руб.

3.1.1 Капиталовложения на сооружение КЛ 0,4 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 0,4 кВ определяются по формуле:

$$K_{КЛ0,4} = K_0 \cdot L \cdot \alpha \cdot K_{район}, \text{ тыс. руб.}, \quad (157)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения КЛ, тыс. руб./км [23];

L – длина трассы, км;

α - коэффициент пересчёта цен 1991 года на 2014 год (индекс дефлятор);

$K_{район}$ - коэффициент района (зональный) ($K_{район} = 1,4$) [23].

Согласно письма Министерства Регионального развития РФ № 3085-ЕС/08 от 28.02.2014 г., индекс пересчета цен с 1991 год на 1 квартал 2014 года равен: $\alpha = 69,8$

Расчет показан на примере участка линии 0,4 кВ от ТП 1:

$$K_{КЛ.ТП} = 4,6 \cdot 69,8 \cdot 0,16 \cdot 1,4 = 71,92 \text{ тыс.руб.}$$

Расчеты капиталовложений на остальные участки линий сети 0,4 кВ приведены в приложении 3.

2.1.2 Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ определяются, как и для КЛ 0,4 кВ.

Расчет капиталовложений на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ показан на примере участка ТП 28 – ТП 29:

$$K_{КЛ.ТП28-ТП29} = 18,7 \cdot 69,8 \cdot 0,08 \cdot 1,4 = 146,19 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчетов остальных участков линий сети 10 кВ представлены в приложении К.

2.1.3 Капиталовложения на сооружение КТП

Капиталовложения в двухтрансформаторные КТП рассчитываются по выражению:

$$K_{КТП} = K_{КТП}^{1991} \cdot \alpha \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв} \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб.}, \quad (158)$$

где $K_{КТП}^{1991}$ – стоимость КТП с учётом строительно-монтажных работ в ценах 1991 года, тыс. руб., [23];

S – площадь отводимая под КТП, м² [23];

$k_{осв}$ – стоимость земли (принимается $k_{осв} = 216$ руб/м²).

Расчет капиталовложения в двухтрансформаторную КТП №1:

$$K_{КТП1} = 33,6 \cdot 69,8 \cdot 1,4 + 400 \cdot 216 \cdot 10^{-3} = 3369,79 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета остальных ТП приведены в приложении Л.

2.1.4 Капиталовложения на сооружение ПС «Светлая»

При проектировании подстанции «Светлая» предполагается установка оборудования, перечень и цены которого приведены в таблице 51, согласно ОАО «Центр развития экономики» (B2B-Center).

Таблица 51 – Перечень и цены оборудования, устанавливаемого на ПС «Светлая»

Оборудование	Марка	Количество, шт.	Цена 1 шт., тыс. руб. (цены на 1991 г.)
Трансформатор	ТРДН – 25000/110/10	2	13475
Выключатель	ВГТ-110-II-40/25000У1	2	7300
Выключатель	ВВ/TELL-10-12,5/1000 У2	18	210

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН и НН, затраты на монтаж и наладку.

Капиталовложения на строительство подстанции «Светлая»:

$$K_{ПС} = \left[\left[(K_{РУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ЗАТ} \right] \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} \right] \cdot K_{КОР} + S_{ПС} \cdot k_{ОСВ.УД.}, \quad (159)$$

где $K_{инф}$ – коэффициент инфляции, согласно данным Росстат, ($K_{инф} = 6,45$);

$K_{ЗАТ}$ – затраты на ПС: на на проектно-изыскательные работы, затраты на подготовку территории и т.д, ($K_{ЗАТ} = (1+0,43)$).

$S_{ПС}$ - площадь подстанции;

$K_{КОР}$ – коэффициент коррекции, ($K_{КОР} = 6/6,37$);

Капитальные затраты на РУ 110 кВ.

Стоимость РУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на РУ определяются по формуле:

$$K_{РУ} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{ВЫК}, \quad (160)$$

где $n_{ВЫК.}$ - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$ - цена одного выключателя (таблица 63);

$$K_{РУ110} = 7300 \cdot 2 = 14600 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{РУ10} = 210 \cdot 18 = 3780 \text{ тыс.руб}$$

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения.

Капитальные затраты на силовые трансформаторы определяются по формуле:

$$K_{TP} = \Sigma C_{TPi} \cdot n_{TP} = 2 \cdot 13475 = 26950 \text{ тыс. руб.}, \quad (161)$$

где C_{TPi} - цена одного трансформатора (таблица 63);

n_{TP} – количество силовых трансформаторов;

Капиталовложения на строительство подстанции «Светлая»:

$$K_{ПС} = \left[\left[(14600 + 3780 + 26950) \cdot (1 + 0,43) \right] \cdot 1,5 \cdot 6,5 \right] \cdot \frac{6}{6,37} + 30 \cdot 0,216 = 0,55 \cdot 10^6 \text{ тыс. руб.}$$

2.1.5 Капиталовложения на сооружение КЛ 110 кВ

Проектирование кабельной линии 110 кВ «Биробиджан – Светлая».

Таблица 52 – Параметры ВЛ 110 кВ

Название КЛ	Марка провода	Длина линии, км	Количество цепей	Цена на 1 км. линии, тыс.руб. (цены на 1991 г.)
Биробиджан – Светлая	АПвП -185	2,944	2	410

Капиталовложения в сооружение двухцепной кабельной линии 110 кВ определяются по вышеприведенной формуле для сетей 10 кВ:

$$K_{КЛ110} = 2 \cdot K_0 \cdot L \cdot \alpha \cdot K_{район} = 2 \cdot 410 \cdot 2,944 \cdot 69,8 \cdot 1,4 = 235903,9 \text{ тыс. руб.}$$

2.1.6 Капиталовложения на сооружение СЭС

Суммарные капиталовложения на сооружение СЭС определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{КЛ0,4} + K_{КЛ10} + K_{КЛ110} + K_{КТП\Sigma} + K_{ПС}, \quad (162)$$

$$K_{\Sigma} = 4815,33 + 16901,95 + 235903,9 + 276512,7 + 0,55 \cdot 10^6 = \\ = 1084133,88 \text{ тыс. руб.}$$

2.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

2.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (163)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (164)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для КЛ $T_{\text{сл}} = 25$ лет; для подстанций $T_{\text{сл}} = 20$ лет, [23].

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{об}} \cdot \alpha_{\text{экс}}, \quad (165)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.: для КЛ $\alpha_{\text{экс}}^{\text{кл}} = 0,004$; для КП $\alpha_{\text{экс}}^{\text{кп}} = 0,037$

— Кабельные линии

Общие капиталовложения в кабельные линии:

$$K_{\text{общ.КЛ}} = 4815,33 + 16901,95 + 235903,9 = 257621,18 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{амКЛ}} = 257621,18 \cdot 0,04 = 10304,85 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{эксКЛ}} = 257621,18 \cdot 0,004 = 1030,485 \text{ тыс.руб.}$$

— КТП

Капиталовложения в КТП: $K_{\text{кп}\Sigma} = 276512,7 \text{ тыс. руб.}$

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{кп}} = 276512,7 \cdot 0,05 = 13825,64 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{кп}} = 276512,7 \cdot 0,037 = 10230,97 \text{ тыс. руб.}$$

— ПС «Светлая»

Капиталовложения в ПС: $K_{\text{пс}\Sigma} = 0,55 \cdot 10^6 \text{ тыс. руб.}$

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{пс}} = 0,55 \cdot 10^6 \cdot 0,05 = 27500 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{nc}} = 0,55 \cdot 10^6 \cdot 0,037 = 20350 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{амКЛ}} + I_{\text{ам}}^{\text{кмпн}} + I_{\text{ам}}^{\text{nc}} = 10304,85 + 13825,64 + 27500 = 51630,49 \text{ тыс. руб.} \quad (166)$$

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{эксКЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{кмпн}} + I_{\text{экс}}^{\text{nc}} = 1030,485 + 10230,97 + 20350 = 31611,455 \text{ тыс. руб.} \quad (167)$$

2.2.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери

Энергия, теряемая на участке КЛ, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (168)$$

где τ - время потерь, час;

ΔP - потери мощности в КЛ, определены в основной части.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (169)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{max}} = 4700$ часов.

Время наибольших потерь в сети $\tau = 2600$ ч.

Потери энергии в КЛ составляют:

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{0,4}} = 1024,114 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{10}} = 214,309 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{110}} = 59307,216 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

Суммарные потери энергии в кабельных линиях за год:

$$\Delta W_{\text{КЛ}\Sigma} = \Delta W_{\text{КЛ}_{0,4}} + \Delta W_{\text{КЛ}_{10}} + \Delta W_{\text{КЛ}_{110}} = 1024,114 + 214,309 + 59307,216 = 60545,64 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{год} \quad (170)$$

Потери энергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{mp}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau \quad (171)$$

где ΔP_{xx} -потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ -потери в меди трансформатора, кВт;

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Расчет потерь энергии показан на примере ТП № 1:

$$\Delta W_{\text{mp.ТП1}} = 2 \cdot (1,08 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 5,9 \cdot 2600) = 32285,808 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Все расчеты потерь энергии за год в двух трансформаторах для каждой КТП сведены в таблицу 53.

Таблица 53 – Потери энергии за год в трансформаторах для каждой ТП

№ТП	Мощность трансформаторов, кВА	Потери в трансформаторах ТП, кВт·ч/год	№ТП	Мощность трансформаторов, кВА	Потери в трансформаторах ТП, кВт·ч/год
1	2	3	4	5	6
1	400	32,285	21	400	32,285
2	400	32,285	22	630	48,687
3	250	27,909	23	400	32,285
4	250	27,909	24	400	32,285
5	400	32,285	25	400	32,285
6	400	32,285	26	400	32,285
7	630	48,687	27	400	32,285
8	400	32,285	28	400	32,285
9	400	32,285	29	400	32,285
10	250	27,909	30	400	32,285
11	400	32,285	31	250	27,909

12	400	32,285	32	630	48,687
13	250	27,909	33	630	48,687
14	400	32,285	34	630	48,687
15	630	48,687	35	400	32,285
16	400	32,285	36	630	48,687
17	400	32,285	37	630	48,687
18	400	32,285	38	400	32,285
19	400	32,285	39	630	48,687
20	630	48,687		Сумма:	554182,718

Потери в трансформаторах ПС «Светлая» рассчитываются по вышеприведенной формуле и составляют 552781,44 кВт·ч/год.

Сумарные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{КЛС}} + \Delta W_{\text{трСТП}} + \Delta W_{\text{трПС}}, \quad (172)$$

$$\Delta W = 60545,64 + 554182,718 + 552781,44 = 1167509,79 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = T_d \cdot \Delta W \quad (173)$$

$$I_{\Delta W} = 1,712 \cdot 1167509,79 = 1999,19 \text{ тыс. руб.}$$

где T_d - тариф энргоснабжающей организации (ОАО «ДРСК») на потери в электрических сетях (согласно приказа комитета тарифов и цен правительства Еврейской автономной области от 24.12.2013г. № 51/8-П равен 1,712 руб./кВт·ч).

2.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала

Расчет численности производственного персонала.

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические, работники и административно-управленческий персонал.

Численность рабочих по обслуживанию кабельных линий 10 и 0,4 кВ:

$$N_1 = L \cdot n_1, \quad (174)$$

где n_1 – норматив численности (для КЛ 110 кВ – 3,3 чел. на 100 км; 10 кВ – 3,5 чел. на 100 км; для КЛ 0,4 кВ – 3 чел. на 100 км), [23];

L – длина линии, км.

$$N_1 = N_{110} = \frac{2,944 \cdot 3,3}{100} = 0,103 \text{ чел.},$$

$$N_2 = N_{10} = \frac{18 \cdot 3,5}{100} = 0,63 \text{ чел.},$$

$$N_3 = N_{0,4} = \frac{10,432 \cdot 3}{100} = 0,313 \text{ чел.},$$

$$N = N_1 + N_2 + N_3 = 0,103 + 0,63 + 0,313 = 1,046, \text{ чел.}$$

Численность рабочих по обслуживанию ТП 10/0,4 кВ:

$$N_3 = X_{ТП} \cdot n_3 = \frac{39 \cdot 3}{100} = 1,17 \text{ чел.}, \quad (175)$$

где n_3 – норматив численности (для ЗТП с двумя трансформаторами – 3 чел. на 100 ед.) [23];

$X_{ТП}$ – количество ТП соответствующего типа, ед.

Численность рабочих на присоединении 10 кВ (при числе присоединений на ТП 10/0,4 – 2 и более):

$$N_4 = X_{\text{ПР}} \cdot n_4 = \frac{40 \cdot 2}{1000} = 0,08 \text{ чел}, \quad (176)$$

где n_4 – норматив численности на присоединение (2 чел. на 1000 присоединений); определяется по таблице 43 [23].

$X_{\text{ПР}}$ – количество присоединений, ед.

Численность рабочих по эксплуатации электросчетчиков:

$$N_5 = X_{\text{УЧ}} \cdot n_5 = \frac{7390 \cdot 2,3}{10000} = 1,699 \text{ чел}, \quad (177)$$

где n_5 – норматив численности (2,3 чел. на 10000 счетчиков) [23];

$X_{\text{УЧ}}$ – количество счетчиков (7390), ед.

Численность рабочих по эксплуатации систем учета бытовых потребителей:

$$N_6 = X_{\text{АБ}} \cdot n_6 = \frac{75 \cdot 3,2}{10000} = 0,024 \text{ чел}, \quad (178)$$

где n_6 – норматив численности (3,2 чел. на 10000 счетчиков) [23];

$X_{\text{АБ}}$ – количество абонентов (75), ед.

Численность рабочих по эксплуатации РЗиА:

$$N_7 = X_{\text{РЗиА}} \cdot n_7 = \frac{300 \cdot 4}{1000} = 1,2 \text{ чел}, \quad (179)$$

где n_7 – норматив численности (4 чел. на 1000 ед.) [23];

$X_{P3иA}$ – количество устройств P3 и A (300 ед.).

Численность рабочих по эксплуатации системы освещения города:

$$N_8 = X_{OCB} \cdot n_8 = \frac{368 \cdot 2}{1000} = 0,736 \text{ чел.} \quad (180)$$

где n_8 – норматив численности (2 чел. на 1000 ед.) [23];

X_{OCB} – количество ламп ДНаТ (368 ед.).

Расчет численности по обслуживанию силовых трансформаторов 110/10 кВ ПС «Светлая»:

$$N_9 = X_{тр} \cdot n_9 \cdot k_1 \cdot k_2 = 2 \cdot \frac{13,72}{100} \cdot 1,09 \cdot 1,05 = 0,314 \text{ чел.} \quad (181)$$

где n_7 – норматив численности (2 чел. на 1000 ед.) [23];

X_{OCB} – количество ламп ДНаТ (368 ед.).

Остальные составляющие расчета численности рабочих по обслуживанию ПС «Светлая» сведены в таблицу 54.

Таблица 54 – Определение численности рабочих, обслуживающих ПС «Светлая»

Показатель	Ед. измерения	Кол-во единиц	Нормативная численность	k_1	k_2	Всего
ПС 110 кВ	ед.	1	2,60	1,13	–	0,029
Силовой трансформатор 110 кВ	ед.	2	13,72	1,09	1,05	0,314
Присоединения с	ед.	2	3,66	1,09	1,05	0,084

элегазовыми выключателями 110 кВ						
Рабочие по испытанию изоляции	–	–	4	1,09	–	0,0436
Рабочие по ремонту и тех. обслуживанию СДТУ	–	–	1	1,09	–	0,0109
Рабочие по эксплуатации АСУ	–	–	1	–	–	0,01
Рабочие по уборке помещений	–	–	3	–	–	0,3
Число работников по эксплуатации РЗиА	—	—	6	1,09	–	0,0654
Итого:						0,857

Таблица 55 – Определение численности инженерно-технических работников

Подразделение (отдел)	Должность	Численность, чел
Оперативное, ТО и ремонт подстанций	Инженер	0,1
Ремонт и ТО п/ст	Мастер (старший мастер)	0,1
Испытание изоляции и защита от перенапряжений	Инженер	0,2
ТО и ремонт РЗиА	Инженер	0,2
ТО и ремонт ДУ и ТУ	Инженер	0,2
Внедрение и эксплуатация средств АСУ	Инженер	0,2
Ремонт строительной части подстанций и производственных помещений	Мастер (старший мастер)	0,1
Итого:		1,1

Итоговая среднесписочная численность работников:

$$ССЧ \approx \sum N_i \cdot k_p + N_{\text{рем}} \quad (182)$$

где k_p – районный повышающий коэффициент (для заданного района равен 1,4), [18].

$N_{рем}$ – численность работников, относимых на ремонт сети, систем освещения, трансформаторов и ТП, принимается 2 чел. (ремонтно-эксплуатационное обслуживание 2-3 чел).

$$ССЧ = (1,04 + 1,17 + 0,08 + 1,699 + 0,024 + 1,2 + 0,736 + 0,857 + 1,1) \cdot 1,4 + 2 = 13,08 \text{ чел}$$

$$N_{раб} = ССЧ = 13 \text{ чел.}$$

2.4 Расчет заработной платы, налога на социальные нужды и медицинское страхование

2.4.1 Расчет заработной платы

Структура заработной платы работника предприятия в общем виде показана на рисунке 20.

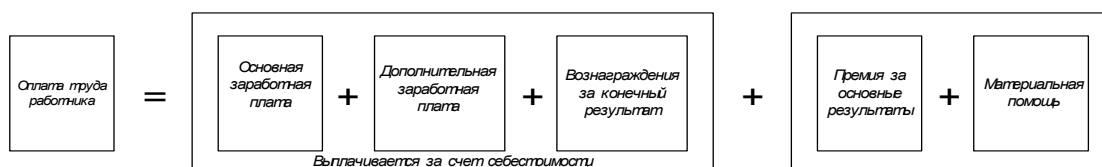


Рисунок 20 - Структура оплаты труда

По данным Федеральной службы Государственной статистики Территориального органа по Еврейской Автономной области от 28.05.2015 г., среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций по г. Биробиджан за 2015 год, составляет:

$$ЗП_{СМ.НАЧ.} = 27384,5 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП = N_{раб.} \cdot 12 \cdot ЗП_{СМ.НАЧ.} = 13 \cdot 12 \cdot 27384,5 = 4271,98 \text{ тыс. руб.} \quad (183)$$

2.4.2 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование

Размер налога на социальные нужды и медицинское страхование можно определить следующим образом:

$$НСНuMC = 0,34 \cdot \PhiЗП = 0,34 \cdot 4271,98 = 1452,47 \text{ тыс. руб.} \quad (184)$$

2.4.3 Расчет прочих затрат

Прочие затраты можно определить, зная найденные выше значения издержек, годового фонда заработной платы и СВ.

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{AM} + I_{\text{эксн}} + I_{\Delta W} + НСНuMC + \PhiЗП_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K, \quad (185)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (45035,75 + 27434,99 + 1999,19 + 1452,47 + 4271,98) + 0,03 \cdot 946742,07 = 52460,58 \text{ тыс. руб.}$$

2.5 Расчет себестоимости электрической энергии

Себестоимость передачи электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (186)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки.

Потребляемая полезная энергия:

$$W_{\text{год}} = P_p \cdot T_{\text{max}} = 20323,37 \cdot 4700 = 95519,839 \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (187)$$

где P_p – сумарная расчетная нагрузка сети.

Оплата за потребляемую из энергосистемы энергию (без учета потерь):

$$I_{\Sigma} = T_{\text{д}} \cdot W_{\text{год}} = 1712,36 \cdot 95519,839 = 163564,35 \text{ тыс. руб.} \quad (188)$$

где $T_{\text{д}}$ – тариф энергоснабжающей организации (ДРСК) на уровне напряжения 110 кВ $T_{\text{д}} = 1712,36$ руб./МВт·ч., (постановление № 74/25 от 04.12.2013 г.).

Общая сумма годовых затрат составляет:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ΔW}} + \Phi\text{ЗП} + \text{НСНиМС} + I_{\text{ПП}} \quad (189)$$

$$I_{\Sigma} = 51630,49 + 31611,455 + 1999,19 + 4271,98 + 1452,47 + 52460,58 = 143426,17 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{143426,17}{95519,839} = 1,501 \text{ руб./кВт·ч;}$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\text{ΔW}})}{W} = \frac{(143426,17 - 1999,19)}{95519,839} = 1,48 \text{ руб./кВт·ч;} \quad (190)$$

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам проводится согласно таблице 56.

Таблица 56 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{\text{ам}}$	тыс. руб.	51630,49
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{\text{экс}}$	тыс. руб.	31611,455
3	Затраты на потери и собственные нужды	$I_{\text{ΔW}}$	тыс. руб.	1999,19
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\Phi\text{ЗП}_{\text{год}}$	тыс. руб.	4271,98
5	Налог на социальные нужды и медицинские страхования	НСНиМС	тыс. руб.	1452,47

6	Прочие расходы	$I_{ГР}$	тыс. руб.	52460,58
7	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	143426,17
8	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$C_{перед}$	руб./кВт·ч	1,48
9	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	C	руб/ кВт·ч	1,501

2.6 Оценка экономической эффективности проекта

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект.

Чистый дисконтированный доход – показатель, который относится к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности.

В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта. Процедура проведения разновременных платежей к базовой дате называется дисконтированием, а получаемая величина - дисконтированной стоимастью.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

При вычислениях учитывались следующие моменты:

– Капиталовложения в проект производятся в пять этапов, динамика которых отображается соотношением 10%,20%,40%,20%,10%

– Поэтапный выход объекта на номинальную мощность.

$$\Xi_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = P_{ct} + I_{amt} - K_t \quad (191)$$

$$\Xi_{t1} = 89540,01 + 48539,03 - 216826,78 = -78747,74 \text{ тыс.руб};$$

$$\Xi_{t2} = 122657,71 + 51630,4822 - 433653,55 = -259365,36 \text{ тыс.руб};$$

В формулу (191) входит такое слагаемое, как чистая прибыль P_c , которая определяется по формуле:

$$P_{ct} = P_{ct} - H_t \quad (192)$$

$$P_{ct1} = 89540,01 - (21489,60) = 68050,41 \text{ тыс.руб};$$

$$P_{ct2} = 122657,70 - 29437,85 = 93219,86 \text{ тыс.руб};$$

Размер налога на прибыль равна 24% от суммы, полученной в результате реализации электроэнергии :

$$H_t = 0,24 \cdot P_{ct} \quad (193)$$

$$H_{t1} = 0,24 \cdot (89540,01) = 21489,60 \text{ тыс.руб};$$

$$H_{t2} = 0,24 \cdot 122657,70 = 29437,85 \text{ тыс.руб};$$

Прибыль от реализации в свою очередь определяется как:

$$P_{ct} = O_{pt} - I_t' - I_{amt} \quad (194)$$

$$P_{ct1} = 12695,04 - 13909 - 2781 = -1213,96 \text{ тыс.руб};$$

$$P_{ct2} = 25388,6445 - 13909 - 2781 = 11479,6445 \text{ тыс.руб};$$

Выручка от реализации рассчитывается по формуле:

$$O_{pt} = W_t \cdot C_{map} \quad (195)$$

$$O_{p1} = 9551983,9 \cdot 0,001712 = 185505,67 \text{ тыс.руб};$$

$$O_{p2} = 19103967,8 \cdot 0,001712 = 221712,15 \text{ тыс.руб};$$

Аналогичным образом рассчитываем все выше приведённые параметры на каждый год реализации проекта. Данный расчёт произведён в программе Microsoft Excel и представлен в приложение И.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=T_n}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot (1+d)^{-t} \quad (196)$$

$$\text{ЧДД}_1 = -78747,74 \cdot (1+0,031)^{-1} = -245851,14 \text{ тыс.руб};$$

$$\text{ЧДД}_2 = -259365,36 \cdot (1+0,031)^{-2} = -443853,42 \text{ тыс.руб};$$

где d – норматив дисконтирования, о.е.

В норматив дисконтирования входит ставка рефинансирования ЦБ и риски и определяется по формуле 39.

$$d = 1 + d_i = \frac{1 + \frac{E}{100}}{1 + \frac{i}{100}} \quad (197)$$

где E – ставка рефинансирования ЦБ (составляет 8,25%)

i – темп инфляции, принимается равным 5%.

$$d = \frac{1 + \frac{8,25}{100}}{1 + \frac{5}{100}} = 31\%$$

Таким образом, норматив дисконтирования принят равным 31 %.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие: $ЧДД > 0$; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Для большей наглядности представим график отражающий динамику изменения ЧДД по годам реализации проекта.

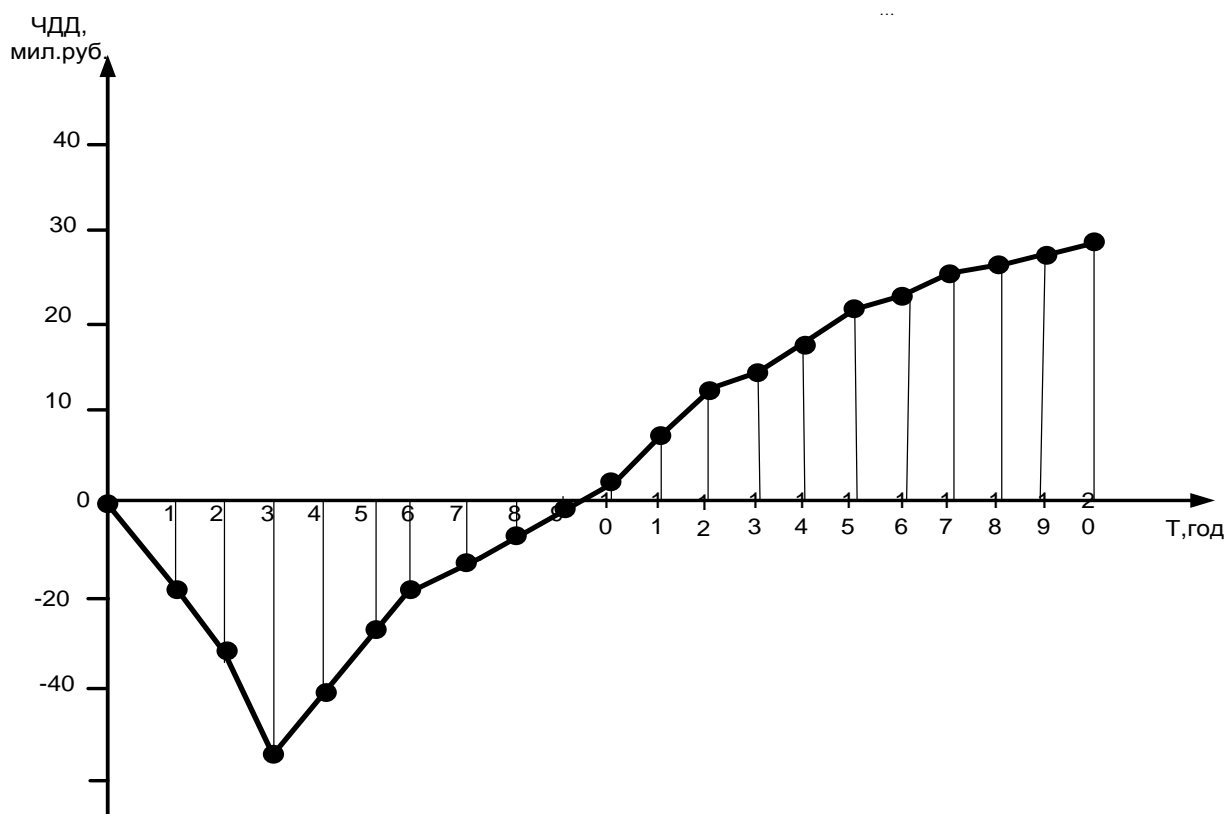


Рисунок 21 - Жизненный цикл проекта

По рисунку 21 видно, что проект окупается достаточно быстро (на десятый год). Срок окупаемости – это есть тот момент времени, когда ЧДД переходит от отрицательных значений к положительным.

Расчет экономической эффективности выполнен в программе Microsoft office Excel и его результаты показаны на листе 7 графической части.

2.7 Заключение

В данной части была проведена оценка экономической эффективности проекта развития системы электроснабжения микрорайона «Светлый» г. Биробиджан. В ходе оценки экономической эффективности проекта были определены суммарные капиталовложения на реконструкцию и проектирование КЛ 0,4; 10; 110 кВ, ТП 10/0,4 кВ, а также на установку оборудования на проектируемой ПС «Светлая». Также были рассчитаны амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, размер страховых взносов, фонд заработной платы. Были определены себестоимость передачи электроэнергии, себестоимость на содержание электрических сетей и продажи электроэнергии потребителю, экономическая эффективность проекта.

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии составляет 1,579 руб./кВт·ч.

Капитальные вложения составили 1 084 133,88 тыс. руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении бакалаврской работы была определена общая нагрузка микрорайона «Светлый» г. Биробиджан и его окружающей застройки. Она составляет 27,54 МВт. В качестве источника питания выбрана ПС «Биробиджан» 220/110/10 кВ. Было определено, что сеть 10 кВ микрорайона состоит из трех петель, которые запитаны от проектируемой ПС «Светлая» 110/10 кВ, трансформаторная мощность которой составляет 25 МВт. В свою очередь она связана двухцепной кабельной линией с ЗРУ 110 кВ источника питания.

При выборе оборудования на ПС «Светлая» и в КТП были выбраны и проверены основные электрические аппараты. Например, в качестве выключателя на стороне 110 кВ подстанции был принят к установке выключатель марки ВГТ-110–II-40/2500У1.

Для защиты электрооборудования на проектируемой подстанции была выполнена молниезащита, заземление и выбраны ОПН. В качестве ограничителя перенапряжений на стороне 110 кВ был установлен ОПН-У-110/84/10/450/У1. Также было определено, что выбранная схема ПС «Светлая» характеризуется большой надежностью, сети электроснабжения - меньшими потерями, а оборудование отвечает современным требованиям в электроэнергетике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. ГОСТ 12.2.024-87 (СТ СЭВ 4445-83) Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля, 1987. – 15 с.
3. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части подстанций/ - Ю.Б Гук, В.В Кантан, С.С Петрова/ - Энергоатомиздат, 1985. – 312 с;
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В.И. Идельчик. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
5. Иманов Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляцией сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока: Учебное пособие / Г.М. Иманов, А.И. Таджибаев, Ф.Х. Халилов. – Санкт-Петербург: Петербургский энергетический институт, 2004. – 32 с.
6. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.
7. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.- М.: Издательство НЦЭНАС, 2001. - 192 с.
8. Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Ротачёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. - 139 с.
9. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 609 с.
10. Постановлению правительства РФ от 1.01.2002г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

11. Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 г. № 390). Москва, 2012 г. - 25 с.

12. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

14. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». - М.: 2001.

15. РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей». - М.: 1994.

16. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений /Под научной редакцией Н.Н. Тиходеева. – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

17. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.

18. Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.

19. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2007.

20. Сибикин Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий/ Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.: ПрофОбр –Издат, 2002. – 432 с.

21. СН. 2.2.4/2.1.8.562- 96 Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки, 1996.-13 с.

22. СН 465-74 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,4-500 кВ, 1974. – 7 с.

23. Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения

объектов: учеб. Пособие / Г.В. Судаков. – Благовещенск: Изд-во Амурск. гос. ун-та, 2006. – 189 с.

24. Тарасов А.И. Современное электротехническое элегазовое оборудование : Учебно-методическое пособие / А.И. Тарасов, Д.Е. Румянцев. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002.-144 с.

25. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов / В.И. Трубицын. - М.: Энергоатомиздат, 1997.

26. Шилова Л.М. Нормативы численности промышленно – производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.

27. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А.И. Попова и др. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

28. СНиП 23-03-2003 Защита от шума, 2004. – 36 с.

29. ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля, 1989. – 18 с.

30. http://www.cable-systems.ru/files/ABB_Moskabel/Sistemy_kabelei_s_SPE-izolyatsiei_rus.pdf;

31. http://www.elubud.com/doc/RUS_VV_TEL_Shell.pdf;

32. <http://www.tdtransformator.ru/TV-10.html>;