

Министерство образования и науки Российской Федерации
Государственное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ГОУ ВО «АМГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. Зав. кафедрой

Н. В. Савина
«18» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

На тему: «Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО "ДРСК" - "Амурские электрические сети" в районе ПС 110 кВ Волково»

Исполнитель  04.06.18 С.А. Макаров
студент группы 442 обз (подпись, дата)

Руководитель доцент, канд. техн. наук  15.06.18 А.А. Казакул
(подпись, дата)

Консультанты:

безопасность и

экологичность

доцент, канд. техн. наук  08.06.2018 А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук


(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 26 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Искакова
Евгения Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Разработка электрической
схемы управления 3х-110кВ силового АО "ДЭС" Амурского энергетического
центра "Восток" ПС 110кВ (утверждена приказом от 12.03.18 № 533-УЭ
Восток)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 08.06.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Визит
подготовленный заказчиком мероприятия, программа ПС,
схемы электрических устройств ПС 110кВ Восток

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих
разработке вопросов): Анализ электрической схемы системы
противодействием короткого замыкания автоматического выключателя
находящегося, режим работы, режим Т.К.З. в режиме обслуживания.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков,
схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)
чертежи, таблицы, графики, схемы, формулы

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием
относящихся к ним разделов) Савина Н.В.

Зимин А.Б.: Основы и эксплуатация.

7. Дата выдачи задания 26.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Дружинин К.Т.Н.

Казанцев А.А.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 26.03.2018
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 153 с., 12 рисунков, 54 таблиц, 29 источников.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЛИНИЯ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ
УСТРОЙСТВО, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ,
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Проанализирована существующая электрическая схема Амурской области в районе ПС "Волково". Разработаны варианты сети и выбран оптимальный. Спрогнозированы электрические нагрузки. Произведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано и проверено оборудование. Определены параметры заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии. Рассчитан послеаварийный режим в программе RASTRWIN 3. Произведен технико-экономический расчет.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВКР - выпускная квалификационная работа;
- ВН - высокое напряжение;
- НН - низкое напряжение;
- СН - среднее напряжение;
- ВЛ - воздушная линия;
- КЗ - короткое замыкание;
- ЛЭП - линия электропередачи;
- ПС - подстанция;
- РУ - распределительное устройство;
- ТКЗ - ток короткого замыкания;
- ЭЭС - электроэнергетическая система;
- БТЭЦ - Благовещенская теплоэлектроцентраль;
- РГРЭС - Райчихинская государственная районная электростанция;
- ОРУ - открытое распределительное устройство;
- КРУ - комплектно распределительное устройство;
- ОПН - ограничитель перенапряжений;
- ЧДД - чистый дисконтированный доход.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Район проектирования	8
1.1 Климатическая характеристика района	8
1.2 Анализ существующей электрической сети	9
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	15
3 Выбор варианта сети	21
3.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети	21
3.2 Компенсация реактивной мощности	23
3.3 Выбор мощности трансформаторов	25
3.4 Выбор сечения проводов	28
3.5 Технико-экономический анализ вариантов	31
4 Расчет режимов	35
4.1 Анализ результатов расчета режима	49
5 Расчет токов короткого замыкания	58
6 Выбор электрического оборудования	66
6.1 Выбор выключателей	66
6.2 Выбор комплектных распределительных устройств	69
6.3 Выбор разъединителей	70
6.4 Выбор трансформатора тока	72
6.5 Выбор трансформатора напряжения	78
6.6 Выбор жестких шин	82
6.7 Выбор опорных изоляторов	87
6.8 Выбор ОПН	89
6.9 Выбор трансформатора собственных нужд	90
6.10 Выбор аккумуляторных батарей	91
6.11 Выбор высокочастотного заградителя	94

7 Молниезащита и заземление	96
7.1 Заземление ОРУ и площадок трансформаторов	96
7.2 Молниезащита территории ОРУ и площадок трансформаторов	98
8 Релейная защита подстанции	100
8.1 Общие принципы построения защит	100
8.2 Защита трансформатора	100
8.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита	101
8.2.2 Расчет уставок продольной дифференциальной токовой защиты	102
8.2.3 Максимальная токовая защита	106
8.2.4 Защита от перегрузки	108
8.2.5 Газовая защита	110
9 Определение экономической эффективности проекта	111
10 Безопасность и экологичность	114
10.1 Безопасность	114
10.1 Экологичность	116
10.3 Чрезвычайные ситуации	122
Заключение	125
Библиографический список	126
Приложение А (расчет нагрузок)	129
Приложение Б (токи кз)	133
Приложение В (молниезащита и заземление)	137
Приложение Г (экономическая часть)	142
Приложение Д (Листы)	148

ВВЕДЕНИЕ

Основными потребителями электроэнергии являются различные отрасли промышленности: транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и поселков.

Главная задача – это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по всей территории страны. Правильное электроснабжение заключается в снижении стоимости электроэнергии до минимальной.

В данной ВКР рассматривается «Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО "ДРСК" "Амурские ЭС" в районе ПС 110 кВ "Волково"

Актуальность данной ВКР заключается в том, что ПС "Волково" активное увеличение нагрузки, вследствие чего установленные на ПС трансформаторы загружаются выше допустимых значений.

Целью данной работы является определение наиболее экономически целесообразного варианта реконструкции ПС 110 кВ "Волково".

Для выполнения поставленной цели в работе решены следующие задачи:

- Анализ существующей сети;
- Определение расчетных нагрузок;
- Выбор конкурентоспособных вариантов;
- Расчет режимов;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор оборудования;
- Расчет заземления и молниезащиты;
- Расчет релейной защиты трансформатора;
- Технико-экономическое сравнение;

- Расчет безопасности и экологичности;

1 РАЙОН ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1. 1 Климатическая характеристика района

Амурская область относится к Дальневосточному региону Российской Федерации. Территория области располагается в зоне перехода от континента к океану. Она специфична по всему комплексу природных условий. Ведущим фактором, определяющим своеобразие этой зоны, считается климат, в частности, перераспределение влаги и тепла под влиянием морей и океана.

Территория Амурской области относится к континентально-переходной группе экосистем с муссонным климатом. Эта группа испытывает влияние морей и океанов лишь в теплый период года и в меньшей степени, чем другие группы Дальнего Востока. Благодаря значительной удаленности от Тихого океана (около 1200 км) климат имеет резко выраженные черты континентальности: большие колебания суточных и годовых температур, низкие зимние и отрицательные годовые температуры. В холодное время года здесь господствуют воздушные массы, приходящие из Восточной Сибири, Монголии и со стороны Северного Ледовитого океана. Летом преобладают ветры, дующие с Тихого океана, которые приносят основное количество годовых осадков. Такое распределение их в условиях горного рельефа, например, средней и верхней частей бассейна р. Зеи, обуславливает возникновение высоких паводков и, нередко, катастрофических наводнений.

Годовые изотермы в общих чертах следуют по течению Амура, отклоняясь к северу в бассейне Зеи, что объясняется отепляющим действием реки на прилегающие территории. Наиболее холодными районами Амурской области являются Тындинский, Сковородинский (северо-запад области) и Селемджинский (восток области). Тында занимает самое северное положение и часто подвержена беспрепятственным вторжениям арктического фронта. Селемджинский район расположен в горном массиве, в долине р. Селемджи,

окруженный с трех сторон Селемджинским хребтом, хребтами Ям-Алинь и Турана, и сюда стекают выхолаженные, более тяжелые массы воздуха, что определяет низкие зимние температуры и отрицательные среднегодовые. Наиболее тёплое место в области – её юго-западная часть, примыкающая к Амуру. Июль является самым теплым месяцем года. Температура в июле в среднем 21.4 °С. Январь является самым холодным месяцем, с температурами в среднем -23.2 °С. Самый сухой месяц январь, в среднем 5 мм осадков. Большая часть осадков выпадает в июле, в среднем 135 мм.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	III
Давление, Па	650
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Низшая температура воздуха, °С	-23
Среднегодовая температура воздуха, °С	12
Высшая температура воздуха, °С	21
Число грозových часов в год	От 40 до 60
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2,1
Сейсмичность района, балл.	6
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	43,62
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	61

1.2 Анализ существующей электрической сети

Анализ существующей схемы сети необходим для выявления недостатков сети, устаревших элементов.

Характеристика источников питания:

Рассматриваемый участок сети расположен в Амурской области России, в 10 км от Благовещенска на противоположном берегу реки Зея.

Благовещенская ТЭЦ — тепловая электростанция в городе Благовещенск. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания», филиал «Амурская генерация» (рисунок 2).

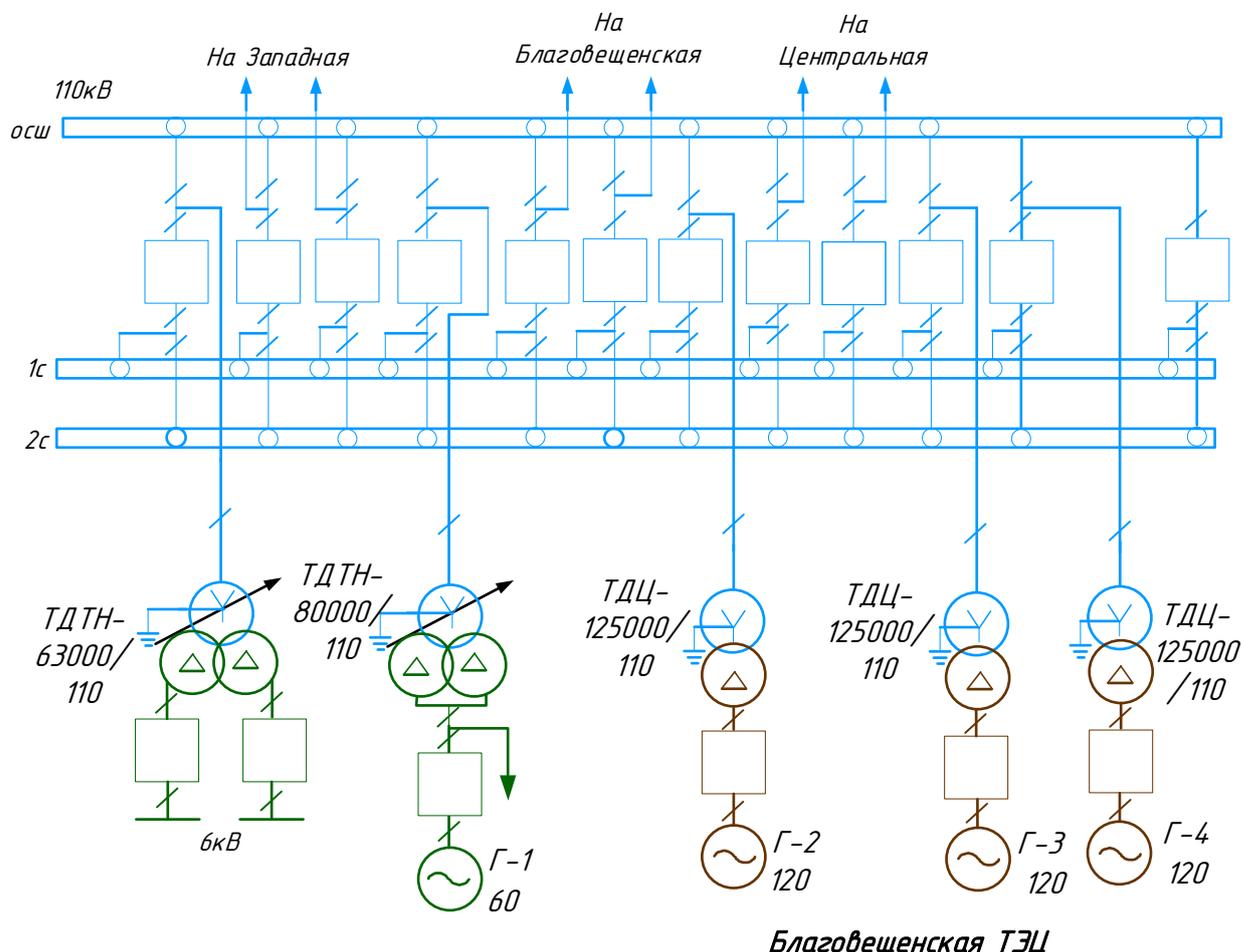


Рисунок 2 – Схема Благовещенской ТЭЦ

Установленная электрическая мощность станции — 404 МВт, тепловая — 1005 Гкал/ч. Благовещенская ТЭЦ снабжает энергией промышленные предприятия и жителей города, а также является базовым предприятием для амурских учебных заведений, выпускающих энергетиков.

Основное оборудование станции: три турбоагрегата: ст. №1 типа ПТ-60-130/13 и ст. № 2,3 типа Т-110/120-130; четыре энергетических котла типа БКЗ-420-140-7; два водогрейных котла типа КВГМ-100. Основное топливо – бурый уголь Райчихинского, Ерковецкого и Харанорского месторождений[24].

Количество генераторов: 4 генератора: 60, 120, 120, 120 МВт.

Количество трансформаторов: 3 двухобмоточных трансформатора: по 125 МВт, 2 трехобмоточных трансформатора: 60, 80 МВт.

Анализ существующих нагрузок:

Для дальнейшего расчета нужно найти загрузку трансформаторов в существующей системе.

Данные о максимальной загрузке трансформаторов представлены в таблице 2

Таблица 2 - Загрузка трансформаторов в режиме максимальных нагрузок.

№ п/п	Наименование ПС	Номер тр-ра	Мощность, МВА	Максимальная загрузка тр-ра %	Максимальная загрузка при работе 1 тр-ра %
1	2	3	4	5	6
1	Благовещенская	Т-1	125	42	84
2	Благовещенская	Т-2	125	42	
3	Центральная	Т-1	25	73,79	105,26
4	Центральная	Т-2	25	32,65	
5	Волково	Т-1	10	59,98	138,8
6	Волково	Т-2	10	78,82	
7	Михайловка	Т-1	10	33	66
8	Михайловка	Т-2	6,3	0	
9	Тамбовка	Т-1	10	0	88,84
10	Тамбовка	Т-2	25	35,54	
11	Озерная	Т-1	10	16	16
12	Озерная	Т-2	6,3	0	
13	Хвойная	Т-1	32	40	80
14	Хвойная	Т-2	32	40	
15	Ивановка	Т-1	16	56,45	90,33
16	Ивановка	Т-2	10	0	

Продолжение таблицы 2

17	Полевая	T-1	10	18,95	18,95
18	Полевая	T-2	10	0	
19	Садовое	T-1	4	21,56	21,56
20	Садовое	T-2	4	0	
21	Лозовое	T-1	4	34,44	37,44
22	Лозовое	T-2	4	0	
23	Николаевка	T-1	4	0	53,55
24	Николаевка	T-2	4	53,55	
25	Куропатино	T-1	2,5	23,16	23,16
26	Куропатино	T-2	2,5	0	
27	Муравьевка	T-1	4	18,07	18,07
28	Муравьевка	T-2	4	0	
29	Сетевая	T-1	40	33,06	124,15
30	Сетевая	T-2	40	91,09	
31	Узловая	T-1	25	37,95	37,95
32	Узловая	T-2	25	0	
33	Владимировка	T-1	10	24,87	64,02
34	Владимировка	T-2	10	37,16	
35	Марково	T-1	4	33,17	33,17
36	Марково	T-2	2,5	0	
37	Птицефабрика	T-1	10	23,94	42,20
38	Птицефабрика	T-2	10	18,27	
39	Моховая	T-1	6,3	0	10,75
40	Моховая	T-2	6,3	10,75	
41	Западная	T-1	40	72,32	99,12
42	Западная	T-2	40	26,80	
43	Ерковцы	T-1	4	12,78	12,78
44	Ерковцы	T-2	4	0	

Продолжение таблицы 2

45	Коврижка	Т-1	4	0	5,89
46	Коврижка	Т-2	4	5,89	
47	Уртуй	Т-1	4	0	14,51
48	Уртуй	Т-2	2,5	14,51	
49	Поярково	Т-1	10	47	84,32
50	Поярково	Т-2	10	37	

Анализируя полученные значения мы видим, что на ПС Центральная, Волково, Сетевая загрузка трансформаторов в случае отключения одного трансформатора выше нормы 105%.

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок является ответственным расчётом, необходимым для проектирования электрических линий, станций и подстанций

Необходимо по данным контрольных замеров в летний и зимний периоды определить летние и зимние вероятностные характеристики электрических нагрузок. К тому же необходимо уточнить максимальные нагрузки, которые будут определяться составом и процентом подключаемых потребителей.

К вероятностно-статистическим характеристиками потребителей относятся:

1. средние активные мощности;
2. максимальные мощности;
3. эффективные или среднеквадратические мощности;
4. минимальные мощности.

Средняя мощность: МВт, (1)

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар,}$$

где P_{cp}, Q_{cp} - средняя мощность;

T - период;

P_i, Q_i - мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

среднеквадратичной (эффективной) мощностью:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

где $P_{\text{эф}}$, $Q_{\text{эф}}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Максимальная мощность:

$$P_{\text{max}} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (3)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}),$$

где P_{max} , Q_{max} - максимальная мощность;

t_{β} - коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} - коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}}, \quad (4)$$

где K_3 - коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [3].

Приведем вероятностные характеристики в таблицы в таблице 3

Таблица 3 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок

Наименование подстанции	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
Благовещенская	Зима	35,28	43,55	52,33	14,43	18,41
	Лето	30,27	37,33	42,51	12,43	16,78
Хвойная	Зима	18,56	19,64	25,43	10,82	13,47
	Лето	15,70	16,61	21,42	9,15	11,23
Центральная	Зима	12,26	13,71	17,11	4,61	6,06
	Лето	10,42	11,65	13,53	3,92	4,81
Тамбовка	Зима	6,14	7,98	8,33	2,72	3,09
	Лето	5,21	6,77	7,5	2,84	2,97
Волково Т1	Зима	4,25	4,62	7,45	2,55	2,67
	Лето	3,61	3,91	5,45	2,1	2,63
Волково Т2	Зима	3,81	4,39	5,17	1,41	1,77
	Лето	3,21	3,71	4,48	0,78	1,57
Михайловка	Зима	2,02	2,73	3,06	1,50	1,26
	Лето	1,71	2,31	2,52	0,8	1,06
Озерная	Зима	0,96	1,67	2,92	0,92	1,31
	Лето	0,82	1,41	1,53	0,78	0,86
Полевая	Зима	1,18	1,57	1,79	0,52	0,64
	Лето	1,00	1,26	1,43	0,21	0,41
Ивановка	Зима	6,28	7,3	8,52	2,3	3,01
	Лето	4,32	5,63	7,56	1,62	2,51
Лозовое	Зима	0,94	1,22	1,42	0,38	0,57
	Лето	0,79	1,03	1,25	0,24	0,38
Садовое	Зима	0,42	0,57	0,83	0,18	0,23
	Лето	0,28	0,42	0,67	0,11	0,17

Муравьевка	Зима	0,32	0,54	0,71	0,15	0,2
	Лето	0,21	0,38	0,58	0,10	0,15
Курапатино	Зима	0,25	0,34	0,56	0,09	0,15
	Лето	0,16	0,25	0,42	0,06	0,08
Николаевка	Зима	1,29	1,56	1,96	0,31	0,46
	Лето	1,10	1,32	1,63	0,21	0,34

Подробный расчет вероятностных характеристик для всех остальных ПС для зимы и для лета приведён в приложении А.

Прогнозирование электрических нагрузок осуществляется методом сложных процентов.

$$P_{\text{прог}} = P^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^n, \quad (5)$$

где $P^{\text{баз}}$ – базовая заданная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,027[19];

n – время на который осуществляется прогноз (5 лет);

Спрогнозированные вероятностные характеристики сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Спрогнозированные вероятностные характеристики графиков нагрузок.

Наименование подстанции	Время	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
Благовещенская	Зима	39.655	48.95	58.819	16.219	20.693
	Лето	34.023	41.959	47.781	13.971	18.861

Наименование подстанции	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	7	8
Хвойная	Зима	20.861	22.075	28.583	12.162	15.14
	Лето	17.647	18.67	24.076	10.285	12.623
Центральная	Зима	13.78	15.41	19.232	5.1816	6.8114
	Лето	11.712	13.095	15.208	4.4061	5.4064
Тамбовка	Зима	6.9014	8.9695	9.3629	3.0573	3.4732
	Лето	5.856	7.6095	8.43	3.1922	3.3383
Волково Т1	Зима	4.85	5.28	8.51	2.91	3.05
	Лето	4.11	4.47	6.22	2.46	3.01
Волково Т2	Зима	4.34	5.01	5.9	1.6	2.03
	Лето	3.67	4.23	5.12	0.93	1.82
Михайловка	Зима	2.2705	3.0685	3.4394	1.686	1.4162
	Лето	1.922	2.5964	2.8325	0.8992	1.1914
Озерная	Зима	1.079	1.8771	3.2821	1.0341	1.4724
	Лето	0.9217	1.5848	1.7197	0.8767	0.9666
Полевая	Зима	1.3263	1.7647	2.012	0.5845	0.7194
	Лето	1.124	1.4162	1.6073	0.236	0.4608
Ивановка	Зима	7.0587	8.2052	9.5765	2.5852	3.3832
	Лето	4.8557	6.3281	8.4974	1.8209	2.8212
Лозовое	Зима	1.0566	1.3713	1.5961	0.4271	0.6407
	Лето	0.888	1.1577	1.405	0.2698	0.4271
Садовое	Зима	0.4721	0.6407	0.9329	0.2023	0.2585
	Лето	0.3147	0.4721	0.7531	0.1236	0.1911

Продолжение таблицы 4

Наименование подстанции	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
Муравьевка	Зима	0.517	0.843	1.8996	0.3709	0.8318
	Лето	0.4384	0.7194	1.6073	0.3147	0.7081
Курапатино	Зима	0.4159	0.6294	1.3938	0.281	0.607
	Лето	0.3484	0.5283	1.1802	0.236	0.517
Николаевка	Зима	1.45	1.7197	3.3608	0.7643	1.4724
	Лето	1.2364	1.4612	2.8437	0.6407	1.2476

Таким образом, по исходным данным, определены вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех ПС.

3 ВЫБОР ВАРИАНТЫ СЕТИ

3.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети

Исходными данными при составлении вариантов сети являются взаимное расположение источников питания и пунктов потребления электрической энергии, вероятностные характеристики на 5 год эксплуатации отдельно по активной и реактивной мощностям, категоричность электроприемников.

Существующая схема ПС "Волково" показано на рисунке 3.

Схема до реконструкции имеет вид - 110: одна рабочая секционированная разъединителем система шин, 35: одна рабочая секционированная разъединителем система шин.

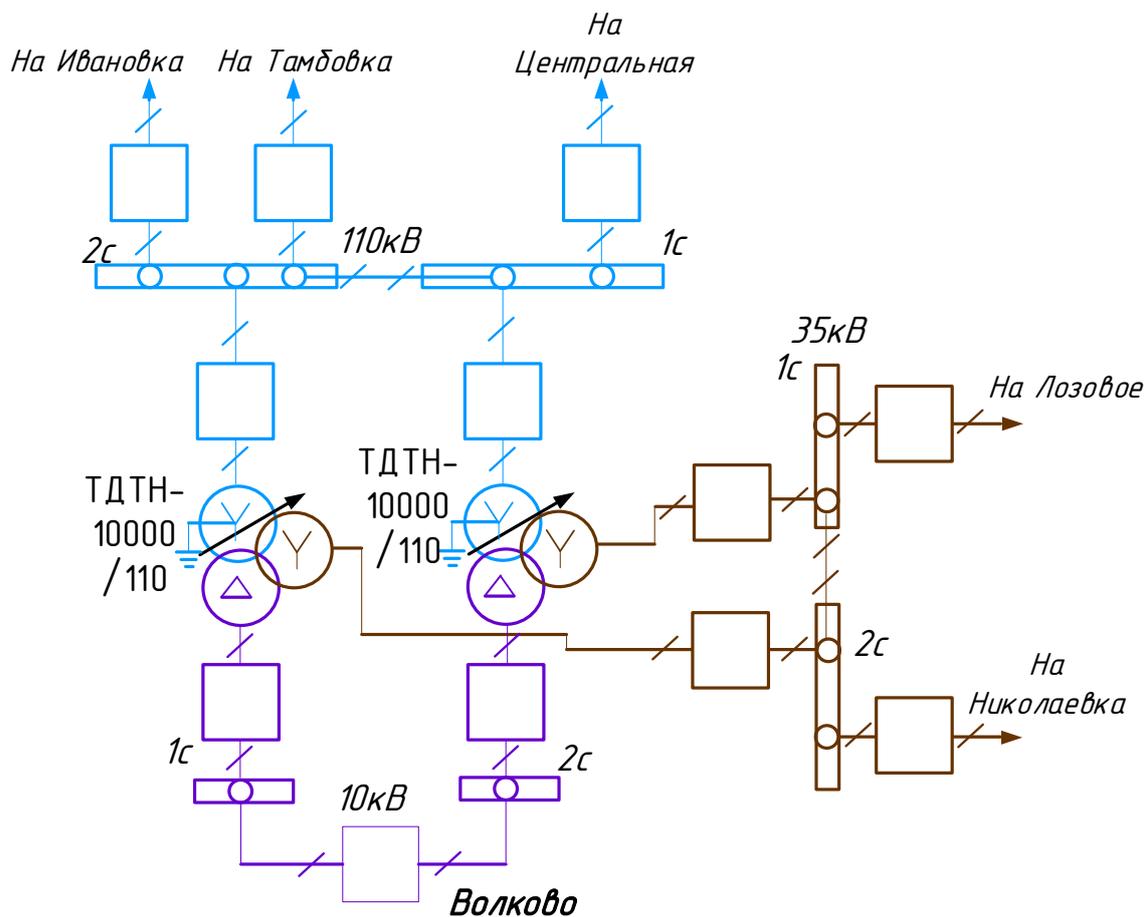


Рисунок 3 - схема ПС до реконструкции.

Вариант № 1 показан на рисунке 4. В варианте предложено установить трансформаторы 2x16 МВА. на РУ – 110: добавить секционный выключатель, 35: добавить секционный выключатель.

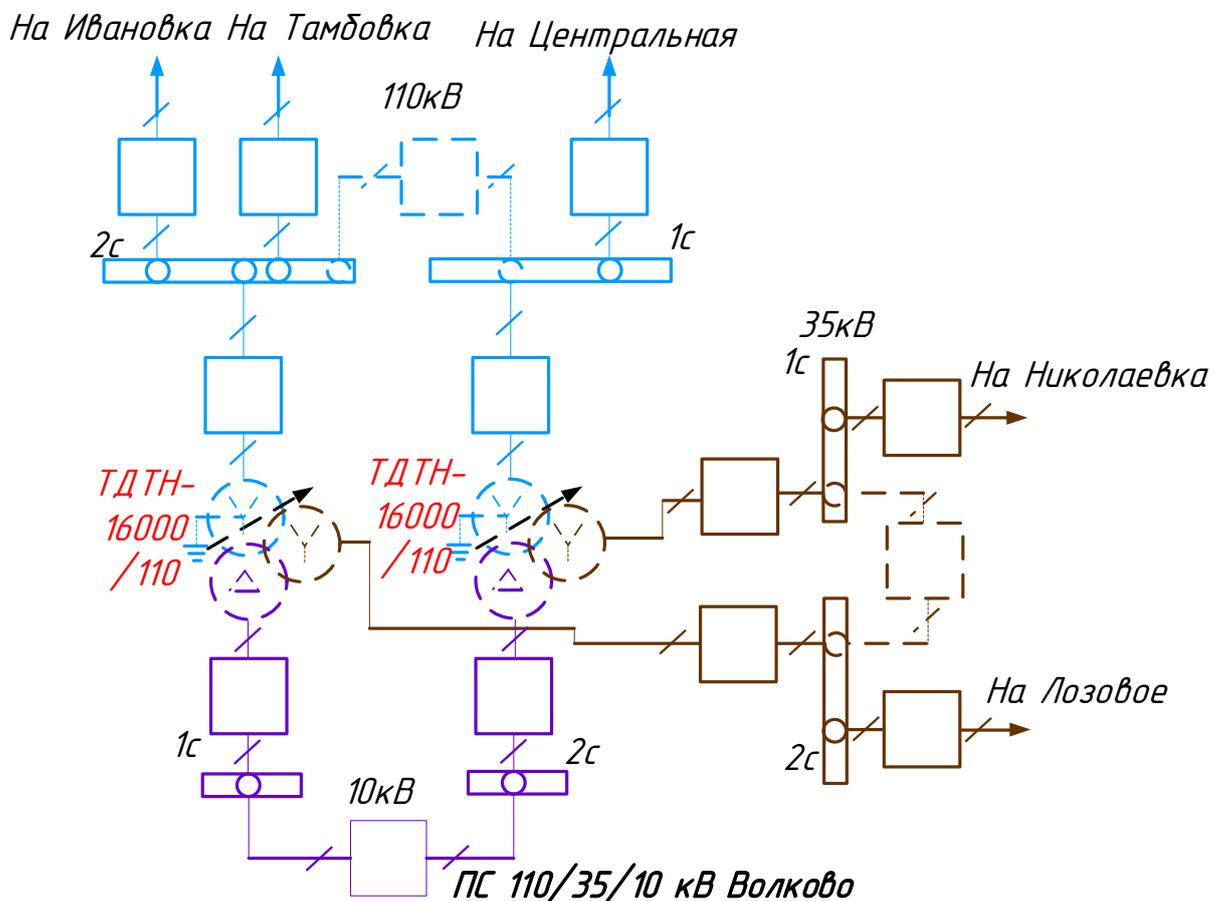


Рисунок 4 - Вариант № 1

Вариант № 2 показан на рисунке 5. В варианте предложено установить третий трансформатор 10 МВА. В варианте № 2 необходимо добавить два выключателя 110 кВ и два выключателя 35 кВ.

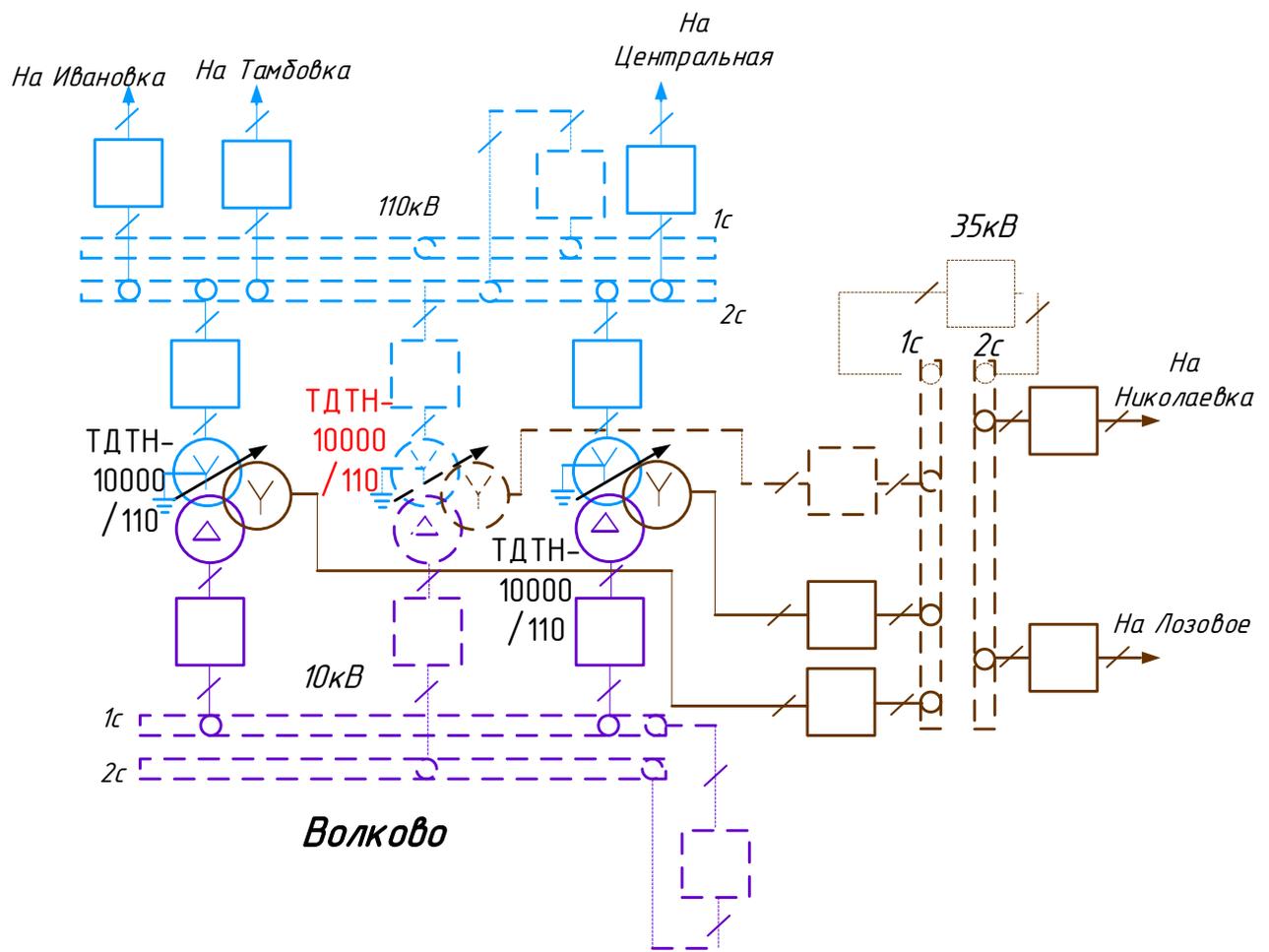


Рисунок 5 - Вариант № 2

Далее выполним расчет с выбором оборудования для обоих вариантов.

3.2 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Для этого используются устройства компенсации реактивной мощности.

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах 6-10 кВ каждой подстанции, на одну систему шин, определяется по формуле:

$$Q_{КВи} = \frac{Q_{\max i} - P_{\max i} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)}{2}, \quad (6)$$

Коэффициент реактивной составляющей нагрузки $\text{tg}\varphi$ принимаем равным 0,4[10].

На полученную мощность компенсирующего устройства выбираются батареи конденсаторов (БК) суммарная мощность которых максимально приближена к ней из стандартного ряда имеющихся в производстве БК: 0,45; 0,9; 1,125; 1,35; 2,25; 3,15Мвар.

Для выбора сечений ЛЭП и мощности трансформаторов требуется знать значение не скомпенсированной реактивной мощности для каждой ПС. Не скомпенсированная реактивная мощность – это мощность, которую требуется передать по ЛЭП до ПС.

Она определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{HECK}i} = Q_{\text{max}i} - Q_{\text{KV}i}; \quad (7)$$

Таблица 5 – Расчетные КУ

Наименование подстанции	Не скомпенсированная реактивная мощность	Рекомендуется установить КРМ	Количество
Благовещенская	-5,086		
Центральная	-2,465		
Волково Т1	-0,354		
Волково Т2	-0,33		
Михайловка	0.972	УКРЛ(П)56-10,5-1125-300 У3	1
Тамбовка	0.314	УКРЛ(П)56-10,5-450-300 У3	1
Озерная	0.634	УКРЛ(П)56-10,5-900-300 У3	1
Хвойная	4.938	УКРЛ(П)56-10,5-1350-300 У3	4

Ивановка	0.444	УКРЛ(П)56- 10,5-450-300 УЗ	1
Полевая	0.728	УКРЛ(П)56- 10,5-900-300 УЗ	1
Садовое	0.078		
Лозовое	0.116	УКРЛ(П)56- 10,5-450-300 УЗ	1
Николаевка	0.126	УКРЛ(П)56- 10,5-450-300 УЗ	1
Куропатино	0.051		
Муравьевка	0.074		

Результаты расчета приведены в приложение А

3.3 Выбор силовых трансформаторов

Выбираемое количество трансформаторов на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей. Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной.

Мощность трансформатора рассчитывается по формуле, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot k_3^{опт}}, \quad (8)$$

где P_{cp} – средняя активная зимняя мощность подстанции (максимальная), МВт;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность, МВАр;

n_T – количество трансформаторов на подстанции;

k_z^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки (0,7 для двухтрансформаторной подстанции).

Для Варианта № 1

$$S_{треб} = \frac{\sqrt{4.85^2 + 3.05^2}}{2 \cdot 0,7} = 14.95 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор ТДТН - 16000/110.

Проверяем трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном зимнем (максимальном) режиме:

$$k_{z, \text{норм. режим}} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{ном}} \quad (9)$$

При этом должны соблюдаться условия:

$$k_{z, \text{норм. режим}} \leq 0,5 \div 0,75$$

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку. Эта проверка моделирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один.

$$k_{z, \text{п.ав}} = \frac{\sqrt{P_{срз}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ном}} \quad (10)$$

При этом послеаварийный коэффициент загрузки должен отвечать следующему условию

$$K_{зПА} \leq 1-1,4$$

$$K_3^n = \frac{\sqrt{4,85^2 + 3,05^2}}{2 \cdot 16} = 0,364$$

$$K_3^n = \frac{\sqrt{4,85^2 + 3,05^2}}{(2-1) \cdot 16} = 0,728$$

В послеаварийном режиме отключение потребителей не требуется, коэффициенты загрузки находится в пределах допустимых значений.

Для Варианта № 2

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{4,85^2 + 3,05^2}}{3 \cdot 0,7} = 8,18 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор ТДТН- 16000/110.

Проверяем трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном зимнем (максимальном) режиме:

$$k_{z, \text{норм. режим}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{ном}}} \quad (11)$$

При этом должны соблюдаться условия:

$$k_{z, \text{норм. режим}} \leq 0,5 \div 0,75$$

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку. Эта проверка моделирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один.

$$k_{z, \text{п.ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{срз}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{ном}}} \quad (12)$$

При этом послеаварийный коэффициент загрузки должен отвечать следующему условию

$$K_{3ПА} \leq 1 - 1,4$$

$$K_3^n = \frac{\sqrt{4,85^2 + 3,05^2}}{3 \cdot 10} = 0,324$$

$$K_3^n = \frac{\sqrt{4,85^2 + 3,05^2}}{(3-1) \cdot 10} = 0,486$$

Таблица 6 - Расчетные данные по трансформаторам

Номер варианта	Р _{ср} , МВт	Q _{нес} к, Мвар	S расчетн, МВА	S выбран	К з.н.р.	К з.п.ав	Тип тр-ра	Замена тр-ра
Вариант № 1	4,85	3,05	14,95	16	0,364	0,728	ТДТН-16000/110	-
Вариант № 2	4,85	3,05	8,18	10	0,324	0,486	ТДТН-10000/110	-

Расчеты для всех вариантов подключения ПС Волково приведены в приложении А.

3.4 Анализ загрузки сечений проводов и кабелей ЛЭП

Так как сеть сложнозамкнутая, а тема ВКР - реконструкция ПС "Волково", выбираем провода и кабеля существующие, после выполним проверку в RASTWIN3. В данной работе у нас ЛЭП напряжением 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ. ПС "Волково" запитывается от двух источников: БТЭЦ, РРГЭС, поэтому система надежна.

В таблице 7 покажем токовую загрузку ЛЭП в районе проектирования.

Таблица 7 - Токовая загрузка ЛЭП

Название	I max	I загр
Амурская - Благовещенская	186	22.6
Амурская - Благовещенская	186	22,6
Амурская - отп 2 Белогорск	211	34.9
Амурская - отп Свободный	217	35.9
Благовещенская - Северная отп 1	81	15.6
Благовещенская - Чигири отп 1	232	44.7
Благовещенская - Северная отп 2	207	30
Благовещенская - Хэйхэ	447	74
Благовещенская - Чигири отп 2	276	40
Благовещенская - Айгунь	134	25.7
Благовещенская - Айгунь	134	21.9
Владимировка - Волково	294	75.5
Волково - Ивановка	103	20.2
Волково Т1 С - Лозовое	37	8.3
Волково Т2 С - Николаевка	47	8.5
Завитая - РГРЭС	98	9.1
Завитая - РГРЭС	98	9.1
Ивановка - Полевая	62	8.6
Кирпичная отп - Центральная	36	6.9
Кооперативная отп - Благовещенская ТЭЦ	268	68.8
Куропатино - Муравьевка	9	1.5
Лозовое - Садовое	14	2.1
Михайловка - Тамбовка	58	8.7
Николаевка - Куропатино	16	2.2
Новая отп 1 - Благовещенская ТЭЦ	483	85.1
Новая отп 2 - Благовещенская ТЭЦ	483	85.1

Название	I max	I загр
Озерная - Хвойная 110	49	10.3
отп 1 Белогорск - отп 1 Хвойная	151	25.3
отп 1 Хвойная - Завитая	101	20.1
отп 1 Хвойная - Хвойная	81	18.4
отп 2 Белогорск - отп 2 Хвойная	159	30.2
отп 2 Хвойная - Завитая	132	21.6
отп 2 Хвойная - Хвойная	63	10.8
отп Свободный - отп 1 Белогорск	203	33.6
Полевая - Озерная	55	10.1
РГРЭС АТ 110 - Михайловка	53	10.1
Северная отп 1 - Кирпичная отп	46	8.8
Северная отп 2 - Центральная	237	45.6
Сетевая отп 1 - Новая отп 1	443	77,4
Сетевая отп 2 - Новая отп 2	443	77,4
Тамбовка - Волково	98	25.2
Центральная - Владимировка	318	61.1
Центральная - Сетевая отп 1	310	59.6
Центральная - Сетевая отп 2	310	44.9
Чигири отп 1 - Кооперативная отп	254	36.8
Чигири отп 2 - Благовещенская ТЭЦ	311	59.8

Как видно из таблицы рекомендуется к реконструкции ЛЭП: Благовещенская - Хэйхэ, Владимировка - Волково, Новая отп 1 - Благовещенская ТЭЦ, Новая отп 2 - Благовещенская ТЭЦ, Сетевая отп 1 - Новая отп 1, Сетевая отп 2 - Новая отп 2.

3.5 Технико-экономический анализ вариантов

Основная цель технико-экономических расчетов в проекте – определение оптимальных параметров и схемы электроснабжения заданных потребителей.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (13)$$

где E – норматив дисконтирования;

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Норматив дисконтирования составляет 0,1.

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на сооружения подстанций.

Капиталовложения на сооружения подстанций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, определяется по формуле:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (14)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависит от мощности и номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависящая от мощности;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции по сравнению с базисными ценами 2000 года $K_{инф} = 8,59$.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя: издержки на эксплуатацию и ремонт, издержки на амортизацию, стоимость потерь электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (15)$$

$\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (16)$$

Срок службы оборудования составляет 20 лет.

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (17)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Для Амурской области удельная стоимость потерь электроэнергии равна 150 руб. за МВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. Данные по потерям возьмем из результатов расчетов режимов в ПВК RastrWin.

Подробно покажем расчет для варианта сети 1, для этого покажем в таблице 8 базисные показатели стоимости ПС и КЛ, для рассматриваемого варианта [21].

Таблица 8 – Базисные показатели ПС и КЛ, в ценах 2000 года.

Наименование	Базисные показатели
Ячейка 110 кВ одного комплекта элегазового выключателя	7000 тысяч рублей за штуку
Трансформатор ТДТН-16000/110	7400 тысяч рублей за штуку

Подробный расчет приведен в Приложении Г.

Сравнительные результаты расчеты сведем в таблицу 9

Таблица 9 – Сравнение вариантов, тыс. руб.

Вариант сети	Капиталовложения выключатели и	Капиталовложения в трансформаторы	Капиталовложения суммарные	Издержки	Приведенные затраты
1	21000	14800	522616	54036	93232
2	28000	15900	613068	58558	104539

Сравним приведенные затраты, определив погрешность для стоимости потерь в двух проектируемых вариантах сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (18)$$

$$\varepsilon = \frac{93232 - 104539}{93232} \cdot 100\% = 10,82\%$$

Если приведенные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбираем вариант, где Z меньше. Если нет, то выбираем вариант где $I_{\Delta W}$ меньше.

Таким образом выбираем вариант 1 для дальнейшего проектирования.

4 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ

Расчет установившихся режимов необходим для оценки возможности их существования, анализа уровней напряжений в узлах и регулирования напряжения, определения перетоков мощности по ЛЭП и через трансформаторы, а также для определения и анализа потерь мощности в элементах сети и в сети в целом.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчет режима проводим в программно-вычислительном комплексе RastrWin.

Для расчёта установившегося режима необходимы рассчитать параметры составляющих элементов сети. Данными параметрами являются: активное и индуктивное сопротивление, ёмкостная проводимость линии, активное и индуктивное сопротивление трансформаторов, генерируемая активная и реактивная мощность источника питания и т.д.

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (19)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l_{\text{вл}}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (20)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

Реактивная проводимость воздушной линии.

$$B_{\text{вл}} = b_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (21)$$

где b_0 – удельная ёмкостная проводимость линии на 1 км длины, мСм/км.

Силовые трансформаторы в ПВК RastrWin3 вводятся сопротивлением каждой ступени трансформатора, а так же активной и реактивной проводимостью. Помимо этого необходимо указать коэффициенты трансформации идеализированных трансформаторов, которые не имеют сопротивления.

Коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{ТН}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (22)$$

где $U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{НН}}$ – соответственно напряжение высокой, низкой стороны силового трансформатора.

Для трёхобмоточного трансформатора необходимо рассчитать 3 коэффициента трансформации по формулам:

$$K_{\text{ТВ}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (23)$$

$$K_{\text{ТС}} = \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (24)$$

где $U_{\text{СН}}$ – напряжение средней стороны силового трансформатора.

На листе № 3 проекта, показаны результаты расчета нормального режима и послеаварийного режима в режиме максимальных нагрузок нагрузок.

Для послеаварийного режима взята схема с отключением одного трансформатора на ПС "Волково". Изменение напряжения не значительны.

Чтобы рассчитать режим в максимальных нагрузках, нужно заполнить таблицы "узлы и ветви", а также нарисовать схему сети.

Таблица 10 – Узлы в нормальном режиме

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	V	Delta
Нагр	1	Благовещенская	220								221,3	-18.07
Нагр	2	АТ1 нейтр	220								226.77	-19.53
Нагр	3	АТ2 нейтр	220								224.75	-20.18
Нагр	4	АТ НН	35	15.6	6						37	-21.01
Нагр	5	АТ1 СН	110	14.3	1.8						115.99	-19.39
Нагр	6	АТ2 СН	110	10.7	2.7						115.25	-19.83
Нагр	7	Хэйхэ	110	82.1	15.2						112,3	-27.08
Нагр	8	Айгунь	220	100	20						222,3	-18.5
Нагр	9	Северная отп 1	110	7	1.5						115.92	-19.44
Нагр	10	Северная отп 2	110	5.8	1.8						115.39	-19.76
Нагр	11	Центральная	110	28	8.7						115.68	-19.6
Нагр	12	Сетевая отп 1	110	25.9	7.2						115.84	-19.55
Нагр	13	Сетевая отп 2	110	25.9	7.2						115.84	-19.55
Нагр	14	Новая отп 1	110	7.5	2.9						116.54	-19.33
Нагр	15	Новая отп 2	110	7.5	2.8						116.54	-19.33
Нагр	17	Чигири отп 1	110	5.3	1.4						116.75	-19.26
Нагр	18	Чигири отп 2	110	7.6	1.9						116.05	-19.56
Нагр	19	Кооперативная отп	110	3.2	1						116.76	-19.26
Нагр	21	Благовещенская ТЭЦ	110								116.94	-19.22
Нагр	22	Владимировка	110	4.8	0.8						115.09	-20.79

Продолжение таблицы 10

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	V	Delta
Нагр	23	Волково	110								113.36	-21.84
Нагр	92	Кирпичная отп	110	2	0.4						115.83	-19.5
База	100	Амурская	220	40	17.7	366.8	-56.2	220	-100	100	220	-12.73
Нагр	101	отп Свободный	220	5	2.5						219.93	-12.89
Нагр	102	отп 1 Белогорск	220	20	5.7						218.67	-15.57
Нагр	103	отп 2 Белогорск	220	20	5.7						218.48	-15.87
Нагр	107	отп 1 Хвойная	220								217.84	-18.61
Нагр	108	отп 2 Хвойная	220								217.86	-18.61
Нагр	109	Хвойная	220								217.81	-18.62
Нагр	110	Завитая	220	30	12.3						217.87	-18.63
Ген	111	РГРЭС	220				98.9	220	-100	100	220	-19.39
Нагр	112	Михайловка	110	6.5	3.6						109.65	-22.34
Нагр	113	Тамбовка	110	18.7	7.8						111.92	-22.64
Нагр	114	Ивановка	110	2.9	1.6						112.96	-22.31
Нагр	115	Полевая	110	4.8	2.7						113.33	-23.09
Нагр	116	Озерная	110	4.2	2.3						113.72	-23.51
Нагр	210	Западная	110	40.5	15.6						116.79	-20.09
Ген	211	ТГ1 БТЭЦ	6	17.2	12.5	50	67.9	6.5	-19.2	70	6.5	-17.03
Ген	212	ТГ2 БТЭЦ	10	13.6	13.2	99	60.8	10.6	-28.4	87.8	10.6	-14.92
Ген	213	ТГ3 БТЭЦ	10	11	9.5	90	56.5	10.6	-26.4	86.3	10.6	-15.23
Ген	214	ТГ4 БТЭЦ	10	9.7	7.1	90	42.9	10.5	-30	100	10.5	-15.1
Нагр	231	Волково Т1 нейт	110								110.6	-28.42
Нагр	232	Волково Т2 нейт	110								110.6	-29.72
Нагр	233	Волково Т1 С	35								36.21	-28.39
Нагр	234	Волково Т2 С	35								36.56	-29.54
Нагр	235	Волково Т1 Н	10	10.3	5.6						10.32	-31.33
Нагр	236	Волково Т2 Н	10	10.3	5.6						10.48	-32.86
Нагр	237	Лозовое	35	2.9	1.2						36.05	-28.59

Продолжение таблицы 10

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	V	Delta
Нагр	238	Садовое	35	2.1	0.9						35.99	-28.81
Нагр	239	Николаевка	35	3.4	1.5						35.75	-30.28
Нагр	240	Куропатино	35	1.4	0.6						35.65	-30.43
Нагр	241	Муравьевка	35	1.9	0.8						35.5	-30.64
Нагр	1,091	Хвойная нейтр Т1	220								220.7	-24.55
Нагр	1,092	Хвойная нейтр Т2	220								221.2	-24.56
Нагр	1,093	Хвойная 110	110	35.8	19.2						113.74	-23.83
Нагр	1,094	Хвойная 35	35	7.1	3.2						35.64	-26.62
Нагр	1,111	РГРЭС АТ нейт	220								221.28	-22.95
Нагр	1,112	РГРЭС АТ 110	110	45.7	43.7						109.89	-22.13
Нагр	1,113	РГРЭС АТ 10	10								9.99	-22.95

Таблица 11 – Ветви в нормальном режиме.

Тип	N н	N к	Название	R	X	B	Кт/г	P н	Q н	I max	I загр.
Тр-р	1	2	Благов. - АТ1 нейтр	0.52	59.25	11.8	1	-27	25	85	
Тр-р	1	3	Благов. - АТ2 нейтр	0.52	59.25	11.8	1	-31	17	92	
ЛЭП	1	8	Благов. - Айгунь	1.32	7.37	-47.4		-50	-8	134	25.8
ЛЭП	1	8	Благов. - Айгунь	1.32	7.37	-47.4		-50	-8	134	22
Тр-р	2	4	АТ1 нейтр - АТ НН	0.52	131.19		0.165	-10	-5	29	
Тр-р	2	5	АТ1 нейтр - АТ1 СН	0.52	-12.69		0.516	-11	32	85	
Тр-р	3	4	АТ2 нейтр - АТ НН	0.52	131.19		0.165	-6	-1	15	
Тр-р	3	6	АТ2 нейтр - АТ2 СН	0.52	-12.69		0.516	-25	20	83	
ЛЭП	5	9	АТ1 СН - Северная отп 1	0.27	0.65	-4.3		-21	-5	105	20.3
ЛЭП	5	17	АТ1 СН - Чигири отп 1	0.46	2.02	-12.4		24	38	223	42.9
ЛЭП	6	7	АТ2 СН - Хэйхэ	6	20	-130		-86	-26	450	74.5
ЛЭП	6	10	АТ2 СН - Северная отп 2	0.26	0.65	-4.3		31	12	167	24.3
ЛЭП	6	18	АТ2 СН - Чигири отп 2	0.46	2.02	-12.4		40	37	273	39.5
ЛЭП	9	92	Северная отп 1 - Кирп. отп	0.45	1.09	-7		-14	-3	70	13.4
ЛЭП	10	11	Северная отп 2 - Централ.	0.47	1.2	-8		37	14	198	38

Продолжение таблицы 11

Тип	№ н	№ к	Название	R	X	B	Кт/г	P н	Q н	I max	I загр.
ЛЭП	11	12	Централ. - Сетевая отп 1	0.18	0.24	-5.9		64	27	269	51.8
ЛЭП	11	13	Централ. - Сетевая отп 2	0.18	0.24	-5.9		64	27	269	39
ЛЭП	11	22	Централ. - Владим.	1.01	2.5	-17.1		-74	-35	411	54.1
ЛЭП	12	14	Сетевая отп 1 - Новая отп 1	0.6	0.8	19.4		90	35	480	77.4
ЛЭП	13	15	Сетевая отп 2 - Новая отп 2	0.6	0.8	19.4		90	35	480	77.4
ЛЭП	14	21	Новая отп 1 - Благов. ТЭЦ	0.31	0.41	-10		98	38	520	85.1
ЛЭП	15	21	Новая отп 2 - Благов. ТЭЦ	0.31	0.41	-10		98	38	520	85
ЛЭП	17	19	Чигири отп 1 - Кооп. отп	0.01	0.03	-0.2		29	40	243	35.2
ЛЭП	18	21	Чигири отп 2 - Благов. ТЭЦ	0.47	2.06	-12.7		48	39	307	59.1
ЛЭП	19	21	Кооп. отп - Благов. ТЭЦ	0.1	0.43	-2.6		32	41	256	65.7
ЛЭП	21	210	Благов. ТЭЦ - Западная	0.24	0.81	-5.9		-41	-16	215	60.2
Гр-р	21	211	Благов. ТЭЦ - ТГ1 БТЭЦ	0.62	18.02	36.9	0.052	33	50	295	
Гр-р	21	212	Благов. ТЭЦ - ТГ2 БТЭЦ	0.38	12.71	43.5	0.087	85	39	462	
Гр-р	21	213	Благов. ТЭЦ - ТГ3 БТЭЦ	0.39	12.78	40.1	0.087	79	39	434	
Гр-р	21	214	Благов. ТЭЦ - ТГ4 БТЭЦ	0.39	12.78	40.1	0.087	80	28	419	
ЛЭП	22	23	Владимировка - Волково	2.23	5.67	-37.8		-49	-16	258	66.1
ЛЭП	23	114	Волково - Ивановка	4.54	9.69	-60.3		-16	3	60	25.3
Гр-р	23	231	Волково - Волково Т1 н.	2.58	88.82	12	1	-11	-5	60	
Гр-р	23	232	Волково - Волково Т2 н.	2.58	90.96	12	1	-9	-3	48	
ЛЭП	92	11	Кирпичная отп - Централ.	0.88	2.25	-15		-12	-3	60	11.5
ЛЭП	100	101	Амурская - отп Свободный	0.4	1.5	-91		-87	15	231	38.2
ЛЭП	100	103	Амурская - отп 2 Белогорск	8.35	30	-179		-85	14	226	37.4
ЛЭП	100	1	Амурская - Благов.	12.74	55.8	-343		-78	22	212	25.7
ЛЭП	100	1	Амурская - Благов.	12.74	55.8	-343		-78	22	212	
ЛЭП	101	102	отп Свобод. - отп 1 Белог.	7.26	26.7	-159		-82	14	217	35.9
ЛЭП	102	107	отп 1 Белог. - отп 1 Хвой.	10.48	40	-240.5		-61	15	165	
ЛЭП	103	108	отп 2 Белог. - отп 2 Хвой.	8.76	34.26	-223.2		-64	16	174	
ЛЭП	107	110	отп 1 Хвойная - Завитая	0.1	0.39	-2.3		-33	26	110	
ЛЭП	107	109	отп 1 Хвойная - Хвойная	0.07	0.26	-15.6		-27	-19	88	

Продолжение таблицы 11

Тип	№ н	№ к	Название	R	X	B	Кт/г	P н	Q н	I max	I загр.
ЛЭП	108	110	отп 2 Хвойная - Завитая	0.07	0.26	-15.6		-46	29	145	23.7
ЛЭП	108	109	отп 2 Хвойная - Хвойная	0.1	0.39	-2.3		-17	-20	70	
Тр-р	109	1091	Хвойная - Хвойная н. Т1	5.55	204.91	2.9	1	-22	-21	81	
Тр-р	109	1092	Хвойная - Хвойная н. Т2	6.32	218.56	2.7	1	-21	-19	76	
ЛЭП	110	111	Завитая - РГРЭС	5.25	19.42	-116.8		-25	33	109	
ЛЭП	110	111	Завитая - РГРЭС	5.25	19.42	-116.8		-25	33	109	
Тр-р	111	1111	РГРЭС - РГРЭС АТ н.	0.52	59.25	11.8	1	-49	-43	170	
ЛЭП	112	113	Михайловка - Тамбовка	9.98	25.92	-172		3	9	52	18.3
ЛЭП	113	23	Тамбовка - Волково	3.53	11.19	-74.4		13	11	86	22.1
ЛЭП	114	115	Ивановка - Полевая	6.6	14.09	-17.7		-6	6	43	15.3
ЛЭП	115	116	Полевая - Озерная	5.18	11.06	-69		-4	6	38	15.3
ЛЭП	116	1093	Озерная - Хвойная 110	7.34	15.67	-98		0	8	40	15.8
Тр-р	231	235	Волково Т1 н.- Волково Т1Н	2.58	51.6		0.096	-9	-3	48	
Тр-р	231	233	Волково Т1 н.- Волково Т1С	2.58			0.33	-2	-1	12	
Тр-р	232	236	Волково Т2 н.- Волково Т2Н	2.58	53.73		0.096	-6	-2	33	
Тр-р	232	234	Волково Т2 н - Волково Т2С	2.58	-3.32		0.33	-3	-1	15	
ЛЭП	233	237	Волково Т1 С - Лозовое	2.32	1.8			-2	-1	36	12.5
Выкл	233	234	Волково Т1 С - Волково Т2С								
ЛЭП	234	239	Волково Т2 С - Николаевка	9.24	6.05			-3	-1	46	15.6
Выкл	235	236	Волково Т1 Н - Волково Т2Н								
ЛЭП	237	238	Лозовое - Садовое	1.87	2.8			-1	0	13	5
ЛЭП	239	240	Николаевка - Куропатино	3.32	2.17			-1	0	15	5
ЛЭП	240	241	Куропатино - Муравьевка	8.17	5.34			-1	0	9	3
Тр-р	1091	1093	Хвойная н. Т1 - Хвойная 110	5.55	-22.47		0.568	-19	-15	69	
Тр-р	1091	1094	Хвойная ней. Т1 - Хвойная 35	5.55	385.14		0.165	-4	-2	12	
Тр-р	1111	1112	РГРЭС АТ н. - РГРЭС АТ 110	0.52	-12.69		0.505	-49	-37	169	
Тр-р	1111	1113	РГРЭС АТ н. - РГРЭС АТ 10	0.52	131.19		0.048	0	0	0	
ЛЭП	1112	112	РГРЭС АТ 110 - Михайловка	12.04	30.27	-194.4		-3	5	33	

Графическая схема, построенная в RASTRWIN3 приведена на рисунке 6.

Таблица 12 – Узлы в послеаварийном режиме.

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q min	Q max	V	Delta
Нагр	1	Благовещенская	220								219.26	-18.12
Нагр	2	АТ1 нейтр	220								225.5	-19.65
Нагр	3	АТ2 нейтр	220								223.36	-20.3
Нагр	4	АТ НН	35	15.6	6						36.77	-21.14
Нагр	5	АТ1 СН	110	14.3	1.8						115.4	-19.49
Нагр	6	АТ2 СН	110	10.7	2.7						114.61	-19.94
Нагр	7	Хэйхэ	110	82.1	15.2						106.32	-27.27
Нагр	8	Айгунь	220	100	20						218.66	-18.54
Нагр	9	Северная отп 1	110	7	1.5						115.3	-19.54
Нагр	10	Северная отп 2	110	5.8	1.8						114.73	-19.86
Нагр	11	Центральная	110	28	8.7						114.98	-19.68
Нагр	12	Сетевая отп 1	110	25.9	7.2						115.16	-19.64
Нагр	13	Сетевая отп 2	110	25.9	7.2						115.16	-19.64
Нагр	14	Новая отп 1	110	7.5	2.9						115.93	-19.44
Нагр	15	Новая отп 2	110	7.5	2.8						115.93	-19.44
Нагр	17	Чигири отп 1	110	5.3	1.4						116.16	-19.37
Нагр	18	Чигири отп 2	110	7.6	1.9						115.44	-19.67
Нагр	19	Кооп. отп	110	3.2	1						116.18	-19.37
Нагр	21	Благов. ТЭЦ	110								116.36	-19.33
Нагр	22	Владимировка	110	4.8	0.8						113.04	-20.25
Нагр	23	Волково	110								113,16	-21.52
Нагр	92	Кирпичная отп	110	2	0.4						115.19	-19.59
База	100	Амурская	220	40	17.7	369.6	-45.8	220	-100	100	220	-12.73
Нагр	101	отп Свободный	220	5	2.5						219.91	-12.89
Нагр	102	отп 1 Белогорск	220	20	5.7						218.33	-15.57
Нагр	103	отп 2 Белогорск	220	20	5.7						218.09	-15.87
Нагр	107	отп 1 Хвойная	220								217.02	-18.61
Нагр	108	отп 2 Хвойная	220								217.03	-18.61
Нагр	109	Хвойная	220								216.99	-18.62
Нагр	110	Завитая	220	30	12.3						217.05	-18.63

Продолжение таблицы 12

Ген+	111	РГРЭС	220				100	220	-100	100	219.1	-19.39
Нагр	112	Михайловка	110	6.5	3.6						109,55	-22.81
Нагр	113	Тамбовка	110	18.7	7.8						111,75	-22.56
Нагр	114	Ивановка	110	2.9	1.6						112,78	-22.23
Нагр	115	Полевая	110	4.8	2.7						113,18	-23.09
Нагр	116	Озерная	110	4.2	2.3						113,6	-23.56
Нагр	210	Западная	110	40,5	15,6						116,84	-20,03
Ген+	211	ТГ1 БТЭЦ	6	17.2	12.5	50	70	6.5	-19.2	70	6.5	-17.15
Ген	212	ТГ2 БТЭЦ	10	13.6	13.2	99	66.4	10.6	-28.4	87.8	10.6	-15.02
Ген	213	ТГ3 БТЭЦ	10	11	9.5	90	62.1	10.6	-26.4	86.3	10.6	-15.33
Ген	214	ТГ4 БТЭЦ	10	9.7	7.1	90	48.4	10.5	-30	100	10.5	-15.21
Нагр	231	Волково Т1 н.	110									-29
Нагр	232	Волково Т2 н.	110								105,17	-43.96
Нагр	233	Волково Т1 С	35								34,72	-43.35
Нагр	234	Волково Т2 С	35								34,72	-43.35
Нагр	235	Волково Т1 Н	10	10.3	5.6						9,75	-56.85
Нагр	236	Волково Т2 Н	10	10.3	5.6						9,75	-56.85
Нагр	237	Лозовое	35	2.9	1.2						34,55	-43.73
Нагр	238	Садовое	35	2.1	0.9						34,49	-44.16
Нагр	239	Николаевка	35	3.4	1.5						33,86	-44.81
Нагр	240	Куропатино	35	1.4	0.6						33,76	-45.12
Нагр	241	Муравьевка	35	1.9	0.8						33,6	-45.57
Нагр	1,091	Хвойная н. Т1	220								196.63	-24.7
Нагр	1,092	Хвойная н. Т2	220								196.69	-24.7
Нагр	1,093	Хвойная 110	110	35.8	19.2						112.46	-23.94
Нагр	1,094	Хвойная 35	35	7.1	3.2						31.91	-26.82
Нагр	1,111	РГРЭС АТ н.	220								207.19	-23.04
Нагр	1,112	РГРЭС АТ 110	110	45.7	43.7						105.82	-22.19
Нагр	1,113	РГРЭС АТ 10	10								9.91	-23.04

Таблица 13 - Ветви в послеаварийном режиме.

Тип	N н	N к	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max	I загр.
Тр-р	1	2	Благов. - АТ1 нейтр	0.52	59.25	11.8	1	-22	22	83	
Тр-р	1	3	Благов. - АТ2 нейтр	0.52	59.25	11.8	1	-31	14	91	
ЛЭП	1	8	Благов. - Айгунь	1.32	7.37	-47.4		-50	-8	135	25.9
ЛЭП	1	8	Благов. - Айгунь	1.32	7.37	-47.4		-50	-8	135	22.1
Тр-р	2	4	АТ1 нейтр - АТ НН	0.52	131.19		0.165	-10	-5	29	
Тр-р	2	5	АТ1 нейтр - АТ1 СН	0.52	-12.69		0.516	-12	29	81	
Тр-р	3	4	АТ2 нейтр - АТ НН	0.52	131.19		0.165	-6	-1	15	
Тр-р	3	6	АТ2 нейтр - АТ2 СН	0.52	-12.69		0.516	-26	18	81	
ЛЭП	5	9	АТ1 СН - Северная отп 1	0.27	0.65	-4.3		-21	-8	110	21.2
ЛЭП	5	17	АТ1 СН - Чигири отп 1	0.46	2.02	-12.4		23	39	225	43.2
ЛЭП	6	7	АТ2 СН - Хэйхэ	6	20	-130		-86	-26	453	74.9
ЛЭП	6	10	АТ2 СН - Северная отп 2	0.26	0.65	-4.3		31	8	162	23.5
ЛЭП	6	18	АТ2 СН - Чигири отп 2	0.46	2.02	-12.4		39	38	276	40.1
ЛЭП	9	92	Северная отп 1 - Кирп. отп	0.45	1.09	-7		-14	-6	75	14.5
ЛЭП	10	11	Северная отп 2 - Централ.	0.47	1.2	-8		37	10	193	37.1
ЛЭП	11	12	Централ. - Сетевая отп 1	0.18	0.24	-5.9		50	22	271	52,1
ЛЭП	11	13	Централ. - Сетевая отп 2	0.18	0.24	-5.9		50	22	271	39,3
ЛЭП	11	22	Централ. - Владимировка	1.01	2.5	-17.1		-54	-19	285	54,8
ЛЭП	12	14	Сетевая отп 1 - Новая отп 1	0.6	0.8	19.4		76	29	404	77,7
ЛЭП	13	15	Сетевая отп 2 - Новая отп 2	0.6	0.8	19.4		76	29	404	77,77
ЛЭП	14	21	Новая отп 1 - Благов. ТЭЦ	0.31	0.41	-10		83	33	444	85,4
ЛЭП	15	21	Новая отп 2 - Благов. ТЭЦ	0.31	0.41	-10		83	33	444	85,4
ЛЭП	17	19	Чигири отп 1 - Кооп. отп	0.01	0.03	-0.2		28	40	244	35.4
ЛЭП	18	21	Чиг. отп 2 - Благов. ТЭЦ	0.47	2.06	-12.7		47	40	310	59.7
ЛЭП	19	21	Кооп. отп - Благов. ТЭЦ	0.1	0.43	-2.6		31	41	257	66

Продолжение таблицы 13

Тип	№ н	№ к	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max	I загр.
ЛЭП	21	210	Благов. ТЭЦ - Западная	0,24	0,81	-5,9		-20	-8	107	20,1
Гр-р	21	211	Благов. ТЭЦ - ТГ1 БТЭЦ	0.62	18.02	36.9	0.052	33	54	311	
Гр-р	21	212	Благов. ТЭЦ - ТГ2 БТЭЦ	0.38	12.71	43.5	0.087	85	44	475	
Гр-р	21	213	Благов. ТЭЦ - ТГ3 БТЭЦ	0.39	12.78	40.1	0.087	79	44	448	
Гр-р	21	214	Благов. ТЭЦ - ТГ4 БТЭЦ	0.39	12.78	40.1	0.087	80	34	430	
ЛЭП	22	23	Владимировка - Волково	2.23	5.67	-37.8		-49	-18	262	67,1
ЛЭП	23	114	Волково - Ивановка	4.54	9.69	-60.3		-12	8	75	
Гр-р	23	231	Волково - Волково Т1 н.	2.58	88.82	12	1				
Гр-р	23	232	Волково - Волково Т2 н.	2.58	90.96	12	1	-20	-11	115	
ЛЭП	92	11	Кирпич. отп - Централ.	0.88	2.25	-15		-12	-6	66	12.7
ЛЭП	100	101	Амурская - отп Свобод.	0.4	1.5	-91		-87	13	231	38.2
ЛЭП	100	103	Амурская - отп 2 Белог.	8.35	30	-179		-85	12	226	37.4
ЛЭП	100	1	Амурская - Благов.	12.74	55.8	-343		-79	20	212	25.8
ЛЭП	100	1	Амурская - Благов.	12.74	55.8	-343		-79	20	212	
ЛЭП	101	102	отп Своб. - отп 1 Белог.	7.26	26.7	-159		-82	11	217	35.9
ЛЭП	102	107	отп 1 Бел. - отп 1 Хвой.	10.48	40	-240.5		-61	13	165	
ЛЭП	103	108	отп 2 Белог. - отп 2 Хвой.	8.76	34.26	-223.2		-64	13	173	
ЛЭП	107	110	отп 1 Хвойная - Завитая	0.1	0.39	-2.3		-33	25	110	
ЛЭП	107	109	отп 1 Хвойная - Хвойная	0.07	0.26	-15.6		-27	-21	92	
ЛЭП	108	110	отп 2 Хвойная - Завитая	0.07	0.26	-15.6		-47	27	144	23.6
ЛЭП	108	109	отп 2 Хвойная - Хвойная	0.1	0.39	-2.3		-17	-22	73	
Гр-р	109	1091	Хвойная - Хвойная н. Т1	5.55	204.91	2.9	1	-23	-22	85	
Гр-р	109	1092	Хвойная - Хвойная н. Т2	6.32	218.56	2.7	1	-21	-21	79	
ЛЭП	110	111	Завитая - РГРЭС	5.25	19.42	-116.8		-25	32	108	
ЛЭП	110	111	Завитая - РГРЭС	5.25	19.42	-116.8		-25	32	108	
Гр-р	111	1111	РГРЭС - РГРЭС АТ нейт	0.52	59.25	11.8	1	-49	-46	177	
ЛЭП	112	113	Михайловка - Тамбовка	9.98	25.92	-172		3	4	29	
ЛЭП	113	23	Тамбовка - Волково	3.53	11.19	-74.4		22	10	131	33.5
ЛЭП	114	115	Ивановка - Полевая	6.6	14.09	-17.7		-9	9	66	

Продолжение таблицы 13

Тип	Н н	Н к	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max	I загр.
ЛЭП	115	116	Полевая - Озерная	5.18	11.06	-69		-4	12	64	
ЛЭП	116	1093	Озерная - Хвойная 110	7.34	15.67	-98		1	13	69	
Тр-р	231	235	Волково Т1 н.- Волково Т1Н	2.58	51.6		0.096				
Тр-р	231	233	Волково Т1 н.- Волково Т1С	2.58			0.33				
Тр-р	232	236	Волково Т2 н.- Волково Т2Н	2.58	53.73		0.096	-14	-6	86	
Тр-р	232	234	Волково Т2 н.- Волково Т2С	2.58	-3.32		0.33	-5	-1	29	
ЛЭП	233	237	Волково Т1С - Лозовое	2.32	1.8			-2	-1	38	
Выкл	233	234	Волково Т1С - Волково Т2С					2	1	38	
ЛЭП	234	239	Волково Т2С - Николаев.	9.24	6.05			-3	-1	49	
Выкл	235	236	Волк. Т1Н - Волк. Т2Н					8	3	534	
ЛЭП	237	238	Лозовое - Садовое	1.87	2.8			-1	0	14	
ЛЭП	239	240	Николаевка - Куропатино	3.32	2.17			-1	0	16	
ЛЭП	240	241	Куропатино - Муравьевка	8.17	5.34			-1	0	9	
Тр-р	1091	1093	Хвой.н. Т1 - Хвойная 110	5.55	-22.47		0.568	-19	-16	73	
Тр-р	1091	1094	Хвой. н. Т1 - Хвой. 35	5.55	385.14		0.165	-4	-2	12	
Тр-р	1092	1093	Хвой. н. Т2 - Хвой. 110	6.32	-23.86		0.568	-18	-15	68	
Тр-р	1092	1094	Хвой. н. Т2 - Хвой. 35	6.32	410.81		0.165	-3	-2	11	
Тр-р	1111	1112	РГРЭС АТ н. - РГРЭС АТ 110	0.52	-12.69		0.505	-49	-40	176	
Тр-р	1111	1113	РГРЭС АТ н. - РГРЭС АТ 10	0.52	131.19		0.048				
ЛЭП	1112	112	РГРЭС АТ 110 - Михай.	12.04	30.27	-194.4		-3	3	24	

Графическая схема, построенная в RASTRWIN3 приведена на рисунке 7.

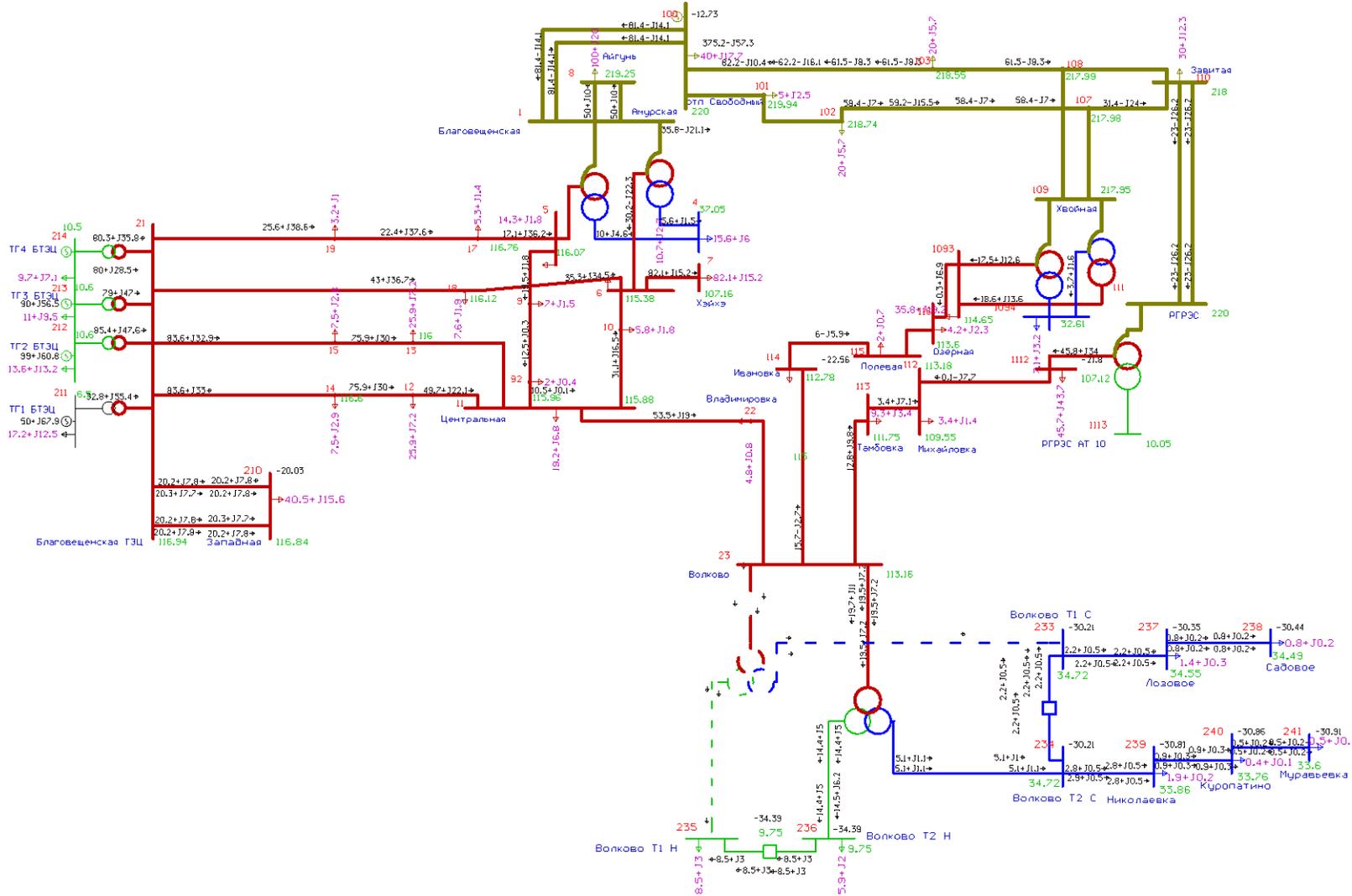


Рисунок 7 - Схема режима сети (Послеаварийный режим)

4.1 Анализ результатов расчета режима

Потери электроэнергии в электрических сетях - важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Этот индикатор все отчетливее свидетельствует о накапливающихся проблемах, которые требуют безотлагательных исправлений. Потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми. Проанализируем потери и отклонение напряжения в эквиваленте сети.

Таблица 14 – Потери активной мощности электрической сети

$P_{г}$, МВт	ΔP , МВт	ΔP , %	$P_{лэп}$, МВт	$P_{тр}$, МВт	$P_{пост}$, МВт
785.9	16.27	2,3	14.17	1.39	1.01

Таблица 15 – Потери реактивной мощности электрической сети

$Q_{г}$, МВар	ΔQ , МВар	ΔQ , %	$Q_{лэп}$, МВар	$Q_{тр}$, МВар	$Q_{пост}$, МВар
326.1	37.5	14,4	50.16	42.65	4.48

Таблица 16 – Отклонение напряжения в узлах в нормальном режиме

Номер	Название	$U_{ном}$	V	dV
8	Айгунь	220	219.3	-0.32
100	Амурская	220	220	
4	АТ НН	35	37.06	5.9
2	АТ1 нейтр	220	227.1	3.23
5	АТ1 СН	110	116.11	5.56

Номер	Название	U ном	V	dV
3	АТ2 нейтр	220	225.24	2.38
6	АТ2 СН	110	115.43	4.93
1	Благовещенская	220	219.9	-0.04
21	Благовещенская ТЭЦ	110	116.98	6.35
22	Владимировка	110	115.1	4.63
23	Волково	110	113.36	3.06
235	Волково Т1 Н	10	10.32	3.25
231	Волково Т1 нейт	110	109.65	-0.32
233	Волково Т1 С	35	36.22	3.47
236	Волково Т2 Н	10	10.48	4.78
232	Волково Т2 нейт	110	110.7	0.64
234	Волково Т2 С	35	36.56	4.47
110	Завитая	220	218.02	-0.9
210	Западная	110	116.89	6.26
114	Ивановка	110	112.96	2.7
92	Кирпичная отп	110	116.01	5.46
19	Кооперативная отп	110	116.82	6.2
240	Куропатино	35	35.65	1.86
237	Лозовое	35	36.05	3
112	Михайловка	110	109.66	-0.31
241	Муравьевка	35	35.5	1.44
239	Николаевка	35	35.75	2.15
14	Новая отп 1	110	116.65	6.04
15	Новая отп 2	110	116.65	6.04
116	Озерная	110	113.72	3.39
102	отп 1 Белогорск	220	218.74	-0.57
107	отп 1 Хвойная	220	217.99	-0.92
103	отп 2 Белогорск	220	218.56	-0.65
108	отп 2 Хвойная	220	218	-0.91
101	отп Свободный	220	219.94	-0.03

Номер	Название	U ном	V	dV
115	Полевая	110	113.33	3.02
111	РГРЭС	220	220	
1,113	РГРЭС АТ 10	10	10.06	0.57
1,112	РГРЭС АТ 110	110	107.15	-2.59
1,111	РГРЭС АТ нейт	220	210.28	-4.42
238	Садовое	35	35.99	2.83
9	Северная отп 1	110	116.06	5.51
10	Северная отп 2	110	115.59	5.08
12	Сетевая отп 1	110	116.06	5.51
13	Сетевая отп 2	110	116.06	5.51
113	Тамбовка	110	111.92	1.75
211	ТГ1 БТЭЦ	6	6.5	8.33
212	ТГ2 БТЭЦ	10	10.6	6
213	ТГ3 БТЭЦ	10	10.6	6
214	ТГ4 БТЭЦ	10	10.5	5
109	Хвойная	220	217.96	-0.93
1,093	Хвойная 110	110	114.74	4.3
1,094	Хвойная 35	35	32.64	-6.75
1,091	Хвойная нейтр Т1	220	200.97	-8.65
1,092	Хвойная нейтр Т2	220	201.02	-8.63
7	Хэйхэ	110	107.22	-2.53
11	Центральная	110	115.94	5.4
17	Чигири отп 1	110	116.81	6.19
18	Чигири отп 2	110	116.17	5.61

Таблица 17 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

№ нач	№ кон	Название	№ нач	№ кон	№ доп обор	№ доп расч	№ доп
100	1	Амурская - Благовещенская	227	217	825	825	27.5
100	1	Амурская - Благовещенская	227	217			
100	103	Амурская - отп 2 Белогорск	222	219	605	605	36.7
100	101	Амурская - отп Свободный	227	225	605	605	37.6
5	9	АТ1 СН - Северная отп 1	97	97	520	520	18.7
5	17	АТ1 СН - Чигири отп 1	198	198	520	520	38.1
6	10	АТ2 СН - Северная отп 2	177	176	690	690	25.6
6	7	АТ2 СН - Хэйхэ	448	450	605	605	74.3
6	18	АТ2 СН - Чигири отп 2	245	245	690	690	35.6
1	8	Благовещенская - Айгунь	133	134	520	520	25.8
1	8	Благовещенская - Айгунь	133	134	520	610	22
21	210	Благовещенская ТЭЦ - Западная	107	107			
21	210	Благовещенская ТЭЦ - Западная	107	107			
22	23	Владимировка - Волково	257	258	520	390	66.1
23	114	Волково - Ивановка	82	81			
233	237	Волково Т1 С - Лозовое	36	36			
234	239	Волково Т2 С - Николаевка	46	46			
110	111	Завитая - РГРЭС	103	91			
110	111	Завитая - РГРЭС	103	91			
114	115	Ивановка - Полевая	43	42			
92	11	Кирпичная отп - Центральная	52	52	520	520	10.1
19	21	Коопер. отп - Благов. ТЭЦ	229	228	390	390	58.6
240	241	Куропатино - Муравьевка	9	9			
237	238	Лозовое - Садовое	13	13			
112	113	Михайловка - Тамбовка	52	42			
239	240	Николаевка - Куропатино	15	15			
14	21	Новая отп 1 - Благов. ТЭЦ	442	442	520	520	85.1
15	21	Новая отп 2 - Благов. ТЭЦ	442	442	520	520	85
116	1093	Озерная - Хвойная 110	40	34			

№ нач	№ кон	Название	И нач	И кон	И доп обор	И доп расч	И/И доп
102	107	отп 1 Белогорск - отп 1 Хвойная	161	156			
107	110	отп 1 Хвойная - Завитая	105	105			
107	109	отп 1 Хвойная - Хвойная	84	85			
103	108	отп 2 Белогорск - отп 2 Хвойная	170	164			
108	110	отп 2 Хвойная - Завитая	138	137	610	610	22.7
108	109	отп 2 Хвойная - Хвойная	66	66			
101	102	отп Свободный - отп 1 Белогорск	213	210	605	605	35.3
115	116	Полевая - Озерная	38	35			
1112	112	РГРЭС АТ 110 - Михайловка	54	42			
9	92	Северная отп 1 - Кирпичная отп	62	62	520	520	12
10	11	Северная отп 2 - Центральная	206	206	520	520	39.7
12	14	Сетевая отп 1 - Новая отп 1	402	403	520	520	77.4
13	15	Сетевая отп 2 - Новая отп 2	402	403	520	520	77.4
113	23	Тамбовка - Волково	86	83	520	390	22.1
11	22	Центральная - Владимировка	281	281	520	520	54.1
11	12	Центральная - Сетевая отп 1	269	269	520	520	51.8
11	13	Центральная - Сетевая отп 2	269	269	690	690	39
17	19	Чигири отп 1 - Коопер. отп	216	216	690	690	31.3
18	21	Чигири отп 2 - Благов. ТЭЦ	279	279	520	520	53.7

Таблица 18 – Отклонение напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	Название	U ном	V	dV
8	Айгунь	220	219.25	-0.34
100	Амурская	220	220	
4	АТ НН	35	37.05	5.85
2	АТ1 нейтр	220	227	3.18
5	АТ1 СН	110	116.07	5.51
3	АТ2 нейтр	220	225.13	2.33
6	АТ2 СН	110	115.38	4.89

Номер	Название	U ном	V	dV
1	Благовещенская	220	219.86	-0.07
21	Благовещенская ТЭЦ	110	116.94	6.3
22	Владимировка	110	115	4.54
23	Волково	110	113.16	2.87
235	Волково Т1 Н	10	9.75	-2.53
231	Волково Т1 нейт	110		
233	Волково Т1 С	35	34.72	-0.8
236	Волково Т2 Н	10	9.75	-2.53
232	Волково Т2 нейт	110	105.17	-4.39
234	Волково Т2 С	35	34.72	-0.8
110	Завитая	220	218	-0.91
210	Западная	110	116.84	6.22
114	Ивановка	110	112.78	2.53
92	Кирпичная отп	110	115.96	5.42
19	Кооперативная отп	110	116.77	6.16
240	Куропатино	35	33.76	-3.55
237	Лозовое	35	34.55	-1.29
112	Михайловка	110	109.55	-0.41
241	Муравьевка	35	33.6	-3.99
239	Николаевка	35	33.86	-3.25
14	Новая отп 1	110	116.6	6
15	Новая отп 2	110	116.6	6
116	Озерная	110	113.6	3.28
102	отп 1 Белогорск	220	218.74	-0.57
107	отп 1 Хвойная	220	217.98	-0.92
103	отп 2 Белогорск	220	218.55	-0.66

Номер	Название	U ном	V	dV
108	отп 2 Хвойная	220	217.99	-0.91
101	отп Свободный	220	219.94	-0.03
115	Полевая	110	113.18	2.89
111	РГРЭС	220	220	
1,113	РГРЭС АТ 10	10	10.05	0.53
1,112	РГРЭС АТ 110	110	107.12	-2.62
1,111	РГРЭС АТ нейт	220	210.2	-4.45
238	Садовое	35	34.49	-1.47
9	Северная отп 1	110	116.01	5.46
10	Северная отп 2	110	115.54	5.04
12	Сетевая отп 1	110	116	5.46
13	Сетевая отп 2	110	116	5.46
113	Тамбовка	110	111.75	1.59
211	ТГ1 БТЭЦ	6	6.5	8.33
212	ТГ2 БТЭЦ	10	10.6	6
213	ТГ3 БТЭЦ	10	10.6	6
214	ТГ4 БТЭЦ	10	10.5	5
109	Хвойная	220	217.95	-0.93
1,093	Хвойная 110	110	114.65	4.23
1,094	Хвойная 35	35	32.61	-6.83
1,091	Хвойная нейтр Т1	220	200.81	-8.72
1,092	Хвойная нейтр Т2	220	200.86	-8.7
7	Хэйхэ	110	107.16	-2.58
11	Центральная	110	115.88	5.35
17	Чигири отп 1	110	116.76	6.15
18	Чигири отп 2	110	116.12	5.56

Таблица 19 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

N нач	N кон	Название			I доп обор	I допрасч	I/I доп
			I нач	I кон			
100	1	Амурская - Благовещенская	226	217	825	825	27.4
100	1	Амурская - Благовещенская	226	217			
100	103	Амурская - отп 2 Белогорск	222	219	605	605	36.7
100	101	Амурская - отп Свободный	227	225	605	605	37.6
5	9	АТ1 СН - Северная отп 1	97	97	520	520	18.7
5	17	АТ1 СН - Чигири отп 1	198	198	520	520	38.2
6	10	АТ2 СН - Северная отп 2	176	176	690	690	25.5
6	7	АТ2 СН - Хэйхэ	448	450	605	605	74.4
6	18	АТ2 СН - Чигири отп 2	246	245	690	690	35.6
1	8	Благовещенская - Айгунь	133	134	520	520	25.8
1	8	Благовещенская - Айгунь	133	134	520	610	22
21	210	Благов. ТЭЦ - Западная	107	107			
21	210	Благов. ТЭЦ - Западная	107	107			
22	23	Владимировка - Волково	261	262	520	390	67.1
23	114	Волково - Ивановка	82	81			
233	237	Волково Т1 С - Лозовое	38	38			
234	239	Волково Т2 С - Николаевка	49	49			
110	111	Завитая - РГРЭС	103	91			
110	111	Завитая - РГРЭС	103	91			
114	115	Ивановка - Полевая	44	43			
92	11	Кирпичная отп - Центральная	52	52	520	520	10
19	21	Коопер. отп - Благов. ТЭЦ	229	229	390	390	58.6
240	241	Куропатино - Муравьевка	9	9			
237	238	Лозовое - Садовое	14	14			
112	113	Михайловка - Тамбовка	51	41			

№ нач	№ кон	Название	Г нач	Г кон	Г доп обор	Г допрасч	Г доп
239	240	Николаевка - Куропатино	16	16			
14	21	Новая отп 1 - Благов. ТЭЦ	444	444	520	520	85.4
15	21	Новая отп 2 - Благов. ТЭЦ	444	444	520	520	85.4
116	1093	Озерная - Хвойная 110	41	35			
102	107	отп 1 Белогорск - отп 1 Хвой.	161	156			
107	110	отп 1 Хвойная - Завитая	105	105			
107	109	отп 1 Хвойная - Хвойная	84	86			
103	108	отп 2 Белогорск - отп 2 Хвой.	170	164			
108	110	отп 2 Хвойная - Завитая	138	137	610	610	22.7
108	109	отп 2 Хвойная - Хвойная	66	66			
101	102	отп Свободный - отп 1 Белог.	213	211	605	605	35.3
115	116	Полевая - Озерная	40	36			
1112	112	РГРЭС АТ 110 - Михайловка	53	40			
9	92	Северная отп 1 - Кирпичная отп	62	62	520	520	12
10	11	Северная отп 2 - Центральная	206	205	520	520	39.5
12	14	Сетевая отп 1 - Новая отп 1	404	404	520	520	77.7
13	15	Сетевая отп 2 - Новая отп 2	404	404	520	520	77.7
113	23	Тамбовка - Волково	85	82	520	390	21.8
11	22	Центральная - Владимировка	284	285	520	520	54.8
11	12	Центральная - Сетевая отп 1	271	271	520	520	52.1
11	13	Центральная - Сетевая отп 2	271	271	690	690	39.3
17	19	Чигири отп 1 - Коопер. отп	216	216	690	690	31.3
18	21	Чигири отп 2 - Благов. ТЭЦ	279	279	520	520	53.7

Расчет показал, что потери в электрической сети как активной, так и реактивной мощности находятся в пределах допустимых значений.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категорийность приемников электрической энергии;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- надежность работы, с точки зрения обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей первой категории;
- экономичность принимаемого варианта;
- гибкость и удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и др.

На высокой стороне подстанции установлены «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (схема 110-9).

На стороне среднего напряжения установлена одна рабочая секционированная выключателем система шин (схема 35-9).

На стороне низкого напряжения установлена одна секционированная система шин.

Замыканиями в электроустановках (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с

глухозаземленными и эффективнозаземленными нейтральными трансформаторов, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Замыкания возникают при нарушении изоляции электрических аппаратов. Причины таких нарушений могут быть различные: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

В трехфазных электрических аппаратах возникают трех и двухфазные КЗ. Кроме того, в электрических аппаратах с глухо и эффективнозаземленными нейтральными дополнительно могут возникать также одно и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов замыкания в электрических аппаратах приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорять старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и электрические аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ в электрических аппаратах сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять препятствующих мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические аппараты должны быть сконструированы так, чтобы

выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания в электрических аппаратах сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место КЗ выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай замыкания. На рисунке 8 приведена схема ПС с расчетными точками КЗ.

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.;
- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания;
- ударный ток к.з.

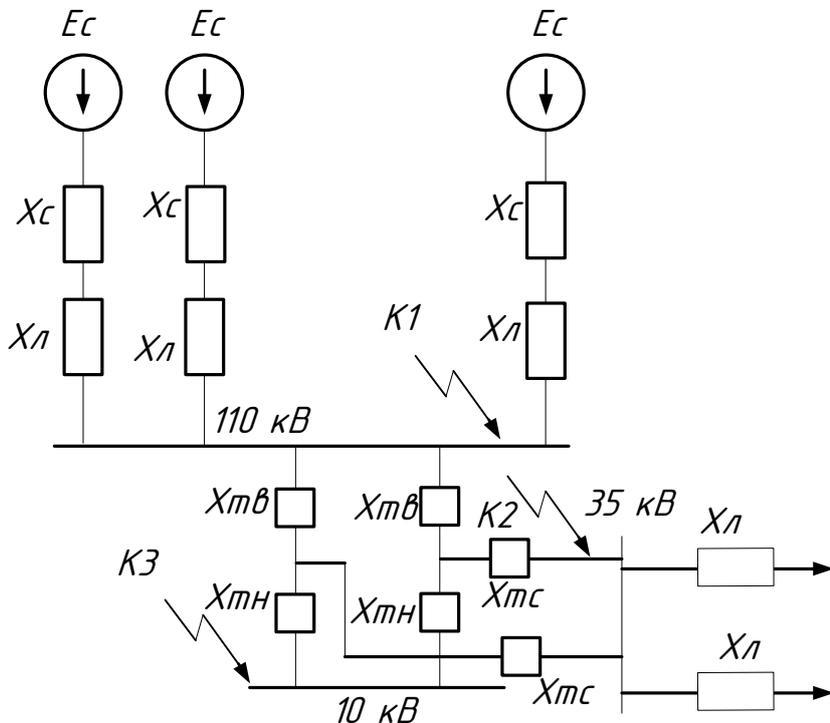


Рисунок 8 – схема ПС с точками КЗ

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3».

Для расчета потребуются параметры схемы замещения, которые определяются по введенным ниже формулам.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}}, \quad (26)$$

где $U_{ном}^2$ - квадрат номинального напряжения;

$S_{кз}$ - мощность короткого замыкания.

Сопротивление трансформатора:

$$X_m = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \quad (27)$$

где $U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение;

$S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора

Сопротивление линии:

$$X_l = X_o \cdot l, \quad (28)$$

где X_o - удельное индуктивное сопротивление линии;

l - длина линии.

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное.

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания;

i_a - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Полученные результаты расчета в ПК «RastrWin3» приведены в таблице 20.

Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в Приложении Б.

Таблица 20 – Токи периодической составляющей на шинах ПС Волково

Напряжение	N _{уз}	Nточк КЗ	Тип	I _{по}
110	23	К1	3ф	5,56
35	233	К2	3ф	2,51
10	235	К3	3ф	7,47

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов τ определяемая по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_A}}, \quad (29)$$

где τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, сек; определяемое по формуле

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (30)$$

где $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты 0,02-0,04 с,

$t_{з.мин} = 0,01$ сек. для $U_{ном} = 35 \div 750$ кВ;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, сек.;

Ударный ток, апериодическая составляющая тока короткого замыкания и ударный коэффициент рассчитываются по следующим формулам:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{по} \quad (31)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (32)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} \quad (33)$$

где T_a - постоянная времени, равная для 110 кВ - 0,03 с, для 35 кВ- 0,02 с, для 10 кВ - 0,015 с.

Точка К 1

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5.56 \cdot e^{-\frac{0.035}{0.03}} = 1.754 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1.717 \cdot 5.56 = 13,501 \text{ кА}$$

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot 5.56 = 7,863 \text{ кА},$$

$$K_{y\partial} = 1,717$$

Точка К 2

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,51 \cdot e^{-\frac{0.035}{0.02}} = 0,374 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1.607 \cdot 2.51 = 5,704 \text{ кА}$$

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot 2.51 = 3,55 \text{ кА},$$

$$K_{y\partial} = 1,607$$

Точка К 3

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,47 \cdot e^{-\frac{0.035}{0.015}} = 0,526 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1.526 \cdot 7.47 = 15,984 \text{ кА}$$

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot 7.47 = 10,564 \text{ кА},$$

$$K_{y\partial} = 1,526$$

Результаты расчета всех необходимых токов короткого замыкания приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}, \text{кА}$	$Ta, \text{с}$	$I_a, \text{кА}$	$i_{ат}, \text{кА}$	$k_{уд}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К1	5.56	0,03	7.863	1.754	1.717	13.501
К2	2.51	0,02	3.55	0,374	1.607	5.704
К3	7.47	0,015	10.564	0,526	1.513	15.984

Для выбора электрических аппаратов необходимо также знать рабочие максимальные токи.

Рабочий ток на подстанции в нормальном режиме работы определяется по формуле:

$$I_{раб} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (34)$$

Таблица 22 – Токи в нормальном режиме

Напряжение	$I_{раб}, \text{А}$
110	83,978
35	263,922
10	923,76

В аварийном режиме работы, то есть в таком режиме, когда в работе находится один автотрансформатор из двух, рабочий ток будет равен удвоенному току в нормальном режиме работы:

Таблица 23 – Токи в послеаварийном режиме

Шина	$I_{раб2}, А$
110	168
35	528
10	1848

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости, $кА^2с$:

$$B_K = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (35)$$

где $t_{откл}$ - время отключения;

T_a - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{выкл} = 2,555 \quad (36)$$

где $t_{рз}$ - время релейной защиты, равное 2,5 с;

$t_{выкл}$ - полное время отключения выключателя, равное 0,055 с

Таблица 24 – Термическая устойчивость.

Напряжение	B_k
110	79,91
35	18,390
10	143,41

Полученных значений токов короткого замыкания и рабочих максимальных токов достаточно для выбора электрических аппаратов

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

6.1 Выбор выключателей

Современный рынок имеет большой выбор выключателей по различным параметрам, в том числе по типу изолирующего материала.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{уст ном}} \leq U_{\text{ап ном}},$$

где $U_{\text{ап ном}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}},$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}},$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ЗАР1 DT 126 kV, оснащенный пружинным приводом.

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (37)$$

Где $t_{\text{откл}}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,055$ с.

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. 0,03

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}} = 2,5 + 0,055 = 2,555 \text{ с}$$

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 5,56^2 \cdot (2,555 + 0,03) = 79,91 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА}, \quad (38)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;

$I_{\text{откл}}$ - отключающий номинальный ток, для данного трансформатора $I_{\text{откл}} = 40\text{кА}$.

Максимальный рабочий ток, передаваемый от системы, определяется по формуле:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_c}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{16\text{МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110\text{кВ}} = 0,084 \text{ кА} \quad (39)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 25

Таблица 25 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 126 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p\text{max}} = 84 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$i_{\text{дин}} = 108 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 13,501 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 79,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 5,56 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 5,56 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 1,754 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки 35 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ЗАР1 ДТ 38 кV.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 2,51^2 \cdot (2,9 + 0,02) = 18,39 \text{ кА}^2\text{с}$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max p} = \frac{16 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 35 \text{ кВ}} = 0,26 \text{ кА} \quad (40)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 26.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 38 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 264 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 108 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,704 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 18,390 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,51 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,51 \text{ кА}$	$I_{\text{пг}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 18,1 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,374 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки 10 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-31,5/1600.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 7,47^2 \cdot (2,555 + 0,015) = 143,41 \text{ кА}^2\text{с}$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max p} = \frac{16 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 0,923 \text{ кА} \quad (41)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных ВВ/TEL-10-20/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 923 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 15,984 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 143,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 7,47 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 7,47 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 6,68 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,526 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

6.2 Выбор комплектных распределительных устройств

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

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. 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.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

В нашей бакалаврской работе рационально принять КРУ серии КРУ-2-10Э/Э-20. В них мы устанавливаем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000. Приведем основные характеристики ячеек КРУ.

Таблица 28 – Основные параметры шкафа КРУ 10 кВ серии КРУ-2-10Э/Э-20

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6,0; 6,3; 6,6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630; 1000; 1600; 3150
Номинальный ток отключения, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51
Термическая стойкость, кА/с	20
Тип выключателя	ВВ/TEL-10-20/1000
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габаритные размеры	900x1674x2380

6.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током. Для управления

разъединителями из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами.

На стороне ВН проверяем существующие разъединители РНДЗ.1-110/1000 У1 и РНДЗ.2-110/1000 У1, соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 29.

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 84 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 13,501 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 79,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 79,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне СН проверяем существующие разъединители РНДЗ.1б-35/1000 У1 и РНДЗ.2б-35/1000 У1, соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 30.

Таблица 30 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 260 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,704 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 18,391 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 18,391 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

6.4 Выбор трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ - 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 $R_{\text{приб}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (42)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Их минимальные сечения

должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{пров}}=R_{\text{пров}}$.

Выбор на сторону ВН.

Таблица 31 – Тип и мощность прибора

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	ION - 8600	1,5	0,25
Ваттметр		1,5	0,25
Варметр		2,5	0,25
Итого:			0,75

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq (R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}) \quad (43)$$

где $R_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,75}{5^2} = 0,15 \text{ Ом} \quad (44)$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{к}} = 0,01$ Ом.

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,028 \cdot 60}{4} = 0,42 \text{ Ом} \quad (45)$$

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

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 32

Таблица 32 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
110	60
35	60
10	10

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,15 + 0,42 + 0,01 = 0,4 \text{ Ом.}$$

На сторону ВН выбираем трансформатор тока ТГФ - 110-1

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 33.

Таблица 33 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_p = 84 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,44 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 150 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 13,501 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4610 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 79,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

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

Выбор на сторону СН

Таблица 34 – Тип и мощность прибора

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	ION - 8600	1.5	0,25
Ваттметр		1.5	0,25
Варметр		1.5	0,25
Итого:			0.75

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq (R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}) \quad (46)$$

где $R_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.75}{5^2} = 0.15 \text{ Ом} \quad (47)$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{к}} = 0,01$ Ом.

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,028 \cdot 48}{4} = 0,336 \text{ Ом} \quad (48)$$

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

$\rho = 0,028$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 35.

Таблица 35 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
110	60
35	48
10	10

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,15 + 0,336 + 0,01 = 0,496 \text{ Ом.}$$

На сторону СН выбираем трансформатор тока 4МА76

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 36.

Таблица 36 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 264 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,496 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 5,704 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 19200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 18,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

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

Выбор на сторону НН

Таблица 37 – Тип и мощность прибора

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	ION - 8600	1.5	0,25
Ваттметр		1.5	0,25
Варметр		1.5	0,25
Итого:			0.75

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq (R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}) \quad (49)$$

где $R_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.75}{5^2} = 0,15 \text{ Ом} \quad (50)$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{к}} = 0,01 \text{ Ом}$.

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом} \quad (51)$$

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

$\rho = 0,028$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 39.

Таблица 38 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
110	60
35	48
10	10

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,15 + 0,07 + 0,01 = 0,23 \text{ Ом.}$$

На сторону НН выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10 – 1

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 39.

Таблица 39 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 924 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,23 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 150 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 15,984 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 143,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

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

6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}},$$

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

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НАМИ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 40.

Таблица 40 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{дон}} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2 \text{ расч}}$

Проверим существующий трансформаторы напряжения.

На стороне ВН проверяем существующий трансформатор напряжения НАМИ - 110 У1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 41.

Таблица 41 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА
Вольтметр	СВ-3021	1	4
Частотомер	DMK 84 R1	1	3,5
Счетчик АЭ	АВВ- А44	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			11,5

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 11,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 42.

Таблица 42 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 250 \text{ ВА}$	$S_P = 11,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону СН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 35 –У2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на четыре секции шин представлена в таблице 43.

Таблица 43 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА
Вольтметр	СВ-3021	1	4
Частотомер	ДМК 84 R1	1	3,5
Счетчик АЭ	АВВ-А44	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			11,5

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 11,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 44.

Таблица 44 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_P = 11,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на четыре секции шин представлена в таблице 45.

Таблица 45 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА
Вольтметр	СВ-3021	1	4
Частотомер	ДМК 84 R1	1	3,5
Счетчик АЭ	АВВ-А44	11	4
Счетчик РЭ			
Сумма			51,5

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 51,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 46.

Таблица 46 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_P = 51,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

6.6 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток ВН

$$I_{\max_{\text{вн}}} = \frac{S_{\text{вн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 49,98 \text{ А} \quad (52)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АДЗ1Т:

$$d = 2 \cdot (50 \times 5) \text{ мм}, S = 250 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{доп}} = 665 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ.

$$I_{\text{по}} = 5,56 \text{ кА}; T_{\text{а}} = 0,03; i_{\text{уд}} = 13,501 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{79,91 \cdot 10^3}}{91} = 3,106 \text{ мм}^2, \quad (53)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{\min} – минимальное сечение провода.

$$q_{\min} < S$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шина превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{10,416}{2 \cdot 3,106}} = 1,161 \text{ м}, \quad (54)$$

где J - момент инерции шины;

$$J = \frac{0,5 \cdot 5^3}{6} = 10,416 \text{ см}^4 \quad (55)$$

q - поперечное сечение шины.

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,21 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = k_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{4b} = 0,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{13501^2}{4 \cdot 0,005} = 364,55 \text{ Н/м}, \quad (56)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток на шине.

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого. Определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{пр}^2}{12 \cdot W_{\phi}} = \frac{364,55 \cdot 1,614^2}{12 \cdot 4,16} = 19,023 \text{ МПа}, \quad (57)$$

где $l_{пр}$ - длина пролета между опорными изоляторами;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{0,5 \cdot 5^2}{3} = 4,16 \text{ см}^3 \quad (58)$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 48$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

Номинальный ток СН

$$I_{maxсн} = \frac{S_{сн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{сн}} = \frac{16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 131,966 \text{ А} \quad (59)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АДЗ1Т:

$$d = 2 \cdot (50 \times 5) \text{ мм}, S = 250 \text{ мм}^2.$$

$$I_{ДОП} = 665 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ.

$$I_{по} = 2,51 \text{ кА}; T_a = 0,02; i_{уд} = 5,704 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{18,39 \cdot 10^3}}{91} = 1,145 \text{ мм}^2, \quad (60)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{min} < S$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шина превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,208}{2 \cdot 1,49}} = 1,145 \text{ м}, \quad (61)$$

где J - момент инерции шины;

$$J = \frac{0,5 \cdot 5^3}{6} = 10,416 \text{ см}^4 \quad (62)$$

q - поперечное сечение шины.

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,61 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = k_\phi \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{4b} = 0,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{5704^2}{4 \cdot 0,005} = 65,071 \text{ Н/м}, \quad (63)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток на шине.

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого. Определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{пр}^2}{12 \cdot W_\phi} = \frac{65,071 \cdot 1,145^2}{12 \cdot 4,16} = 1,709 \text{ МПа}, \quad (64)$$

где $l_{пр}$ - длина пролета между опорными изоляторами;

W_ϕ - момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_\phi = \frac{0,5 \cdot 5^2}{3} = 4,16 \text{ см}^3 \quad (65)$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{доп} = 48$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

Номинальный ток НН

$$I_{maxнн} = \frac{S_{нн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 461,89 \text{ А} \quad (66)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки ОД: $2 \cdot (6 \times 60)$ мм, $S=357$ мм².

$$I_{доп} = 1555 \text{ А}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ.

$$I_{по} = 7,47 \text{ кА}; T_a = 0,015; i_{уд} = 15,984 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{143,41 \cdot 10^3}}{91} = 4,16 \text{ мм}^2, \quad (67)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{min} < S$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шина превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{21,6}{2 \cdot 4,16}} = 1,395 \text{ м}, \quad (68)$$

где J - момент инерции шины;

$$J = \frac{0,6 \cdot 6^3}{6} = 21,6 \text{ см}^4 \quad (69)$$

q - поперечное сечение шины.

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,395 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = k_\phi \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{4b} = 0,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{15984^2}{4 \cdot 0,006} = 425,8 \text{ Н/м}, \quad (70)$$

где i_{yd} - ударный ток на шине.

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого. Определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{пр}^2}{12 \cdot W_\phi} = \frac{425,8 \cdot 1,395^2}{12 \cdot 7,2} = 9,59 \text{ МПа}, \quad (71)$$

где $l_{пр}$ - длина пролета между опорными изоляторами;

W_ϕ - момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_\phi = \frac{0,6 \cdot 6^2}{3} = 7,2 \text{ см}^3 \quad (72)$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 75 \text{ МПа}$, можно сказать, что шины механически прочны.

6.7 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп} \quad (73)$$

На сторону ВН выбираем опорные изоляторы ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1120$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{13,501^2}{1} \cdot 1,008 \cdot 1,8 \cdot 10^{-7} = 57,2 \text{ Н} \quad (74)$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} = \frac{1220 + 2 + 8,5}{1220} = 1,008 \quad (75)$$

$$\text{Проверка: } F_{расч.} = 57,2 \text{ Н} \leq F_{доп} = 6000 \text{ Н}$$

Таким образом, ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

На сторону СН выбираем опорные изоляторы ОСК-8-35-А-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 440$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{5,704^2}{1,15} \cdot 1,068 \cdot 1,1 \cdot 10^{-7} = 575,68 \text{ Н} \quad (76)$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} = \frac{440 + 5 + 25}{440} = 1,068 \quad (77)$$

$$\text{Проверка: } F_{расч.} = 575,68 \text{ Н} \leq F_{дон} = 4800 \text{ Н}$$

Таким образом, ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 12000 = 7500 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 215$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{15,984^2}{1,62} \cdot 0,64 \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 262,23 \text{ Н} \quad (78)$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} = \frac{215 + 10 + 60}{440} = 0,64 \quad (79)$$

$$\text{Проверка: } F_{расч.} = 262,23 \text{ Н} \leq F_{дон} = 7500 \text{ Н}$$

Таким образом, ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

6.8 Выбор ограничителей перенапряжения

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

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 3EL2 123 kV с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 47

Таблица 47 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	123	77	10	40

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 3EL2 36 kV с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
35	36	24	10	25

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – ЗЕЛ1 12 кВ с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	12	12	20	150

6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями с. н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей с. н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов с. н. выбирается по нагрузкам с. н. с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять согласно ПУЭ $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$, тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}, \quad (80)$$

где $\kappa_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 630$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{600}{0,85} = 593 \text{ кВА};$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 630/10.

Предельная мощность каждого трансформатора с.н. для ПС 110 кВ должна быть не более 630 кВ·А.

6.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении

нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} = \frac{230}{2,15} = 108, \quad (81)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

Общее число элементов:

$$n1 = \frac{230}{2,7} = 85;$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 132;$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0 = 132 - 108 = 24 \quad (82)$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ас}}{j} = 1.05 \cdot \frac{70}{25} = 2,94, \quad (83)$$

Где $I_{ас}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$N = 3$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 3.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (84)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 229 \text{ A};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 3 = 138 \text{ A}.$$

Следовательно надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{229}{46} = 4,97;$$

Окончательно принимаем СК – 5.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{229}{5} = 4,98 \text{ A}. \quad (85)$$

Определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{II} = 0,15 \cdot 5 + 20 = 20,75 \text{ A} \quad (86)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В} \quad (87)$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{ПЗдоб} = 0,05 \cdot 5 = 0,25;$$

$$U_{ПЗдоб} = 2,2 \cdot 25 = 55.$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II} = 5 \cdot 5 + 20 = 45 \text{ A} \quad (88)$$

$$U_{II3} = 2.75 \cdot n = 2.75 \cdot 132 = 363 \text{ A} \quad (89)$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91.

6.11 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1.

Значения $I_{\max p}$ и B_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице, 50.

Таблица 50- Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 84 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,501 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 79,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов ВЧ-заградитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для ВЛ 35 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1.

Значения $I_{\max p}$ и V_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице, 51.

Таблица 51 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 264 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,704 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 18,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов ВЧ-заградитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

7.1 Заземление ОРУ и площадок трансформаторов

Заземление молниезащиты служит для отвода тока молний в землю от молниеотводов или других конструкций, в которых произошел удар молнии.

Рассчитываем заземлитель подстанции, выполненного виде сетки. Вначале определяем плотность грунта нижнего слоя по формуле:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\psi}, \quad (90)$$

где ρ_1 - плотность грунта верхнего слоя, $\rho_1 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [8];

ψ - коэффициент сезонности для второй климатической зоны, $\psi = 1,5$.

$$\rho_2 = 1,7 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Контур заземления сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1,5 метра, для того что бы человек при прикосновении к оборудованию мог находиться за пределами заземления. Определяем площадь для заземлителя подстанции по схеме ПС, приведенной на листе № 5:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (91)$$

где A - длина подстанции, $A=80 \text{ м}$;

B – ширина подстанции, $B=35 \text{ м}$.

$$S = (80 + 2 \cdot 1,5) \cdot (35 + 2 \cdot 1,5) = 3154 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр проводников сетки, выполненных виде прутков, 10мм. Тогда механическая прочность определяется:

$$F_{M.П} = \pi \cdot r^2 = 78,5 \text{ мм}^2. \quad (92)$$

Проверяем на термическую стойкость:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}^2 \cdot t_{сз}}{400 \cdot \beta}}, \quad (93)$$

где $t_{cз}$ - время релейной защиты, $t_{cз} = 0,1с$;

β - коэффициент термической стойкости, для стали 21 [12].

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{5.56^2 \cdot 10^3 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 0.607 \text{ мм}^2.$$

Проверяем сечение на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (94)$$

где $D_{ПР}$ - диаметр прутков;

S_{CP} - площадь прутка, определяемый по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln \cdot T^3 + b_K \cdot \ln \cdot T^2 + c_K \cdot \ln \cdot T + \alpha_K = 0,668 \text{ мм}, \quad (95)$$

где T - время использования заземлителя в месяцах, $T=240$;

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

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (10 + 0,668) = 22.397 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П} \geq F_{КОР} + F_{T.C} \quad (96)$$

Для третьей климатической зоны толщина сезонных изменений грунта равна 2 м. Принимаем глубину заложения вертикального прутка 0,8 м, диаметром 10 мм и длиной 5 м.

Расстояние между полосами сетки 6 метров, тогда общая длина горизонтальных полос в сетки будет равна:

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{B + 2 \cdot 1,5}{5} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{A + 2 \cdot 1,5}{5} = 1285,8 \quad (97)$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (98)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, $a = 12м$.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{3154}}{12} = 18,72.$$

Принимаем число вертикальных электродов равное 19.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя.

$$R_{Ci} = \rho_i \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + 19 \cdot l_B} \right), \quad (99)$$

где A – коэффициент зависящий от соотношения длины вертикальных электродов и площади подстанции;

l_B - длина вертикальных электродов, $l_B = 5$;

ρ_i - общее удельное сопротивление грунта, определяемое.

$$R_{C1} = 600 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3154}} + \frac{1}{1285,8 + 19 \cdot 5} \right) = 4,708 \text{ Ом},$$

Определяем импульсное сопротивление грунта:

$$R_{И} = R_C \cdot \alpha_{И} < 0,5; \quad (100)$$

где $\alpha_{И}$ - импульсный коэффициент, определяемый по формуле:

$$\alpha_{И} = \frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{ОБЩ} + 320) \cdot (I_M + 45)}, \quad (101)$$

где I_M - ток молнии, $I_M = 60000 \text{ А}$ [12].

$$\alpha_{И1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3154}}{(600 + 320) \cdot (60000 + 45)}} = 0,039$$

$$R_{И1} = 4,708 \cdot 0,039 = 0,184 < 0,5,$$

Заземление удовлетворяет требованиям ПУЭ.

7.2 Молниезащита территории ОРУ и площадок трансформаторов

Для расчетов мы выбираем зону А с надежностью не более 0,005. На подстанции принимаем к установке 3 свободностоящих стержневых

молниеотводов. Высота всех молниеотводов принята равной $h=40$ м. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высотой $h_x = 11$ м.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (102)$$

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

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (103)$$

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) r_0, \quad (104)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

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

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты:

$$h_{\text{cx}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (105)$$

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

$$r_{c0} = r_0, \quad (106)$$

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

$$r_{\text{cx}} = \left(\frac{h_{\text{cx}} - h_x}{h_{\text{cx}}}\right) \cdot r_{c0}, \quad (107)$$

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

Результаты расчёта зоны защиты молниеотводов приведены в таблице 52.

Таблица 52 – Результаты расчета защиты молниеотводов

Молниеотводы	L, м	$h_{\text{эф}}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
1	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
2	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
3	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

8.1 Общие принципы построения защит

Трансформаторы и автотрансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы и автотрансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

Силовой трансформатор имеет широкий диапазон характеристик и некоторые специальные свойства, которые усложняют его защиту. Выбор соответствующей защиты также обуславливается экономическими соображениями. Несмотря на то, что этот фактор не является единственным для силовых трансформаторов, его значимость определяется широким диапазоном номинальных данных силовых трансформаторов, используемых в системах передачи и распределения, который может варьироваться от нескольких кВА до нескольких сотен МВА. Трансформаторы с большими номинальными данными должны обеспечиваться наилучшей защитой[1].

8.2 Защита трансформатора

В соответствии с ПУЭ, 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;

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора ПС "Волково" устанавливается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени. 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. Кроме этого устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Защиту трансформатора выполняем ДЗТ – 21. ДЗТ – 21 защита предназначена для использования в качестве основной защиты трех фаз силовых трансформаторов и автотрансформаторов при всех видах коротких замыканий; позволяет обеспечить торможение от двух групп трансформаторов тока. Защита предназначена для работы в комплекте с приставкой дополнительного торможения типа ПТ-1, обеспечивающей торможение от трех или четырех групп трансформаторов тока, и автотрансформаторами тока типов АТ-31, АТ-32, предназначенными для расширения диапазона выравнивания токов плеч одной фазы защиты и для ее подключения к трансформаторам тока с номинальным вторичным током 1 А.

8.2.1 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.

Поскольку 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 никогда не должна реагировать на повреждения за пределами зоны.

8.2.2 Расчет уставок продольной дифференциальной токовой защиты

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты ДЗТ – 21. Для этого проверим выбранные трансформаторы тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

Предварительно определим номинальные токи обмоток защищаемого трансформатора по формуле:

$$I_{\text{НОМ.ОБМ}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ.ОБМ}}}, \quad (108)$$

где $S_{\text{Т.НОМ}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{СР.НОМ.ОБМ}}$ - среднее напряжение обмотки трансформатора.

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.СР}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 264 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 924 \text{ А}.$$

Токи во вторичных цепях трансформаторов тока:

$$I_{2.\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМВН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{ТА}}}; \quad (109)$$

$$I_{2\text{В.НОМ}} = \frac{84 \cdot 1}{(100 / 5)} = 4,2 \text{ А};$$

$$I_{2C.ном} = \frac{264 \cdot 1}{(300/5)} = 4,4$$

$$I_{2H.ном} = \frac{924 \cdot \sqrt{3}}{(1000/5)} = 8 \text{ А.}$$

Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока и расчет вторичных токов в плечах защиты приведен в таблице 53.

Таблица 53 – Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Параметр	Величины		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора	84	264	924
Схема соединения трансформатора тока	Y	Y	Δ
Коэффициент схемы	1	1	$\sqrt{3}$
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	$\frac{84}{5}$	$\frac{264}{5}$	$\frac{924}{5}$
Установленный коэффициент трансформации	$\frac{100}{5}$	$\frac{300}{5}$	$\frac{1000}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты	4,2	4,4	8

Определяем ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{с.з.} = K_{зан} \cdot I_{ном}, \quad (110)$$

где $K_{зан} = 1,5$ - коэффициент запаса

$$I_{с.з.ВН} = 1,5 \cdot 84 = 126 \text{ А};$$

$$I_{с.з.СН} = 1,5 \cdot 264 = 396 \text{ А};$$

$$I_{с.з.НН} = 1,5 \cdot 924 = 1386 \text{ А};$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{cx}}{n_{TA}}; \quad (111)$$

$$I_{c.p.BH} = \frac{126 \cdot 1}{\frac{100}{5}} = 6,3 \text{ А};$$

$$I_{c.p.CH} = \frac{396 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 6,6 \text{ А};$$

$$I_{c.p.HH} = \frac{1386 \cdot \sqrt{3}}{\frac{1000}{5}} = 12 \text{ А};$$

Токи во вторичных цепях трансформаторов тока:

$$I_{.ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{n_{TA}}; \quad (112)$$

$$I_{B.ном} = \frac{I_{номBH} \cdot K_{cx}}{n_{TA}} = \frac{84 \cdot \sqrt{3}}{(200/5)} = 3,63 \text{ А};$$

$$I_{C.ном} = \frac{I_{номCH} \cdot K_{cx}}{n_{TA}} = \frac{264 \cdot \sqrt{3}}{(600/5)} = 3,81 \text{ А};$$

$$I_{H.ном} = \frac{I_{номHH} \cdot K_{cx}}{n_{TA}} = \frac{924 \cdot 1}{(3000/5)} = 15,4 \text{ А};$$

Для того чтобы «реле» сработало сработал, надо чтоб в магнитопроводе появился $F=100 \text{ А} \cdot \text{витков}$.

Определяем количество витков, чтобы реле находилась на грани срабатывания для основной стороны:

$$W_{расч} = \frac{F}{I_{c.p}} = \frac{100}{3,63} = 27,54 \quad (113)$$

Полученное число витков всегда округляем до ближайшего меньшего целого:

$$W_{уст} = 27 \text{ витков}$$

С учётом выбранного числа витков определяем уточненные значения тока срабатывания реле и защиты:

$$I_{c.p} = \frac{F}{W_{уст}} = \frac{100}{27} = 3,7 \text{ А}; \quad (114)$$

$$I_{c.з} = \frac{I_{c.з} \cdot n_{ТА}}{K_{сх.ВН}} = \frac{3,7 \cdot \frac{100}{5}}{1} = 74 \text{ А}; \quad (115)$$

Предварительная проверка по чувствительности:

$$K_{\chi} = \frac{I_{\min}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{c.з}} = \frac{4770 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{74} = 55 \geq 2 \quad (116)$$

Данное реле проходит по чувствительности.

Определяем сколько витков должен встретить ток, чтобы защита не действовала при внешних КЗ:

$$W_{расч.НН} = \frac{I_{В.ном} \cdot W_{уст}}{I_{Н.ном}} = \frac{3,63 \cdot 27}{15,4} = 6,36 \quad (117)$$

$$W_{расч.СН} = \frac{I_{В.ном} \cdot W_{уст}}{I_{С.ном}} = \frac{3,63 \cdot 27}{3,81} = 25,72$$

$$W_{уст.НН} = 6 \text{ ВИТКОВ}$$

$$W_{уст.СН} = 25 \text{ ВИТКОВ}$$

Определяем число витков в тормозной обмотки:

$$W_{Т.расч} \geq \frac{K_{зап} \cdot I_{нб\Sigma} \cdot W_{расч}}{I_{КЗ.внеш.мах} \cdot tg\alpha}, \quad (118)$$

где $I_{нб\Sigma}$ - ток небаланса.

$$I_{нб\Sigma} = \left(K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \left(\frac{\Delta U_{рег\%}}{100} \right) + \left| \frac{W_{расч} - W_{уст}}{W_{расч}} \right| \right) \cdot I_{КЗ.внеш.мах} , \quad (119)$$

где $K_{одн}$ - коэффициент однотипности, для разных ТТ равен $K_{одн} = 1$;

ε - полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{рег\%}$ - относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора равен $\Delta U_{рег\%} = 1,5$.

$$I_{нб\Sigma.НН} = \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left(\frac{1,5}{100} \right) + \left| \frac{6,36 - 6}{6,36} \right| \right) \cdot 12350 = 2199 \text{ А};$$

$$W_{Т.расч.НН} \geq \frac{1,5 \cdot 2199 \cdot 6,36}{12350 \cdot 0,75} = 2,97$$

На тормозной обмотки ставим 3 витка.

$$I_{нб\Sigma.СН} = \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left(\frac{1,5}{100} \right) + \left| \frac{25,72 - 25}{25,72} \right| \right) \cdot 12350 = 1766 \text{ А};$$

$$W_{Т.расч.СН} \geq \frac{1,5 \cdot 1766 \cdot 25,72}{12350 \cdot 0,75} = 7,356$$

На тормозной обмотки ставим 8 витка.

8.2.3 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. [1]

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 на стороне 110 кВ:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_B} \cdot I_{раб.маx} ; \quad (120)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,8} \cdot 84 = 138,6 \text{ А}$$

$$I_{с.р.В} = \frac{I_{с.зВ} \cdot K_{сx}}{n_{ТА}} ; \quad (121)$$

$$I_{с.р.В} = \frac{84 \cdot 1}{20} = 4,2 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\eta} = \frac{I_{\min BH}^{(3)}}{I_{сзВ}} > 1,5 ; \quad (122)$$

$$K_{\eta} = \frac{138,6}{4,2} = 33 > 1,5$$

Токи срабатывания МТЗ на стороне СН приведены в таблице 54.

Таблица 54 – Токи срабатывания МТЗ на стороне СН

Тип	Ток срабатывания защиты, А	Ток срабатывания реле, А	Коэффициент чувствительности
СН	435,6	4,4	39
НН	1524	4,62	21,45

Выдержка времени защиты выбирается по условиям согласования с временем действия чувствительных защит резервируемых элементов:

$$t_m = t_{np \max} + \Delta t, \quad (123)$$

8.2.4 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 (автотрансформаторов) 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 (автотрансформаторов).

На трехобмоточных трансформаторах защита устанавливается при двухстороннем питании – со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует, а при трехстороннем питании – со всех трех сторон

Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенью с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{C3} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}}, \quad (124)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток обмотки трансформатора с учётом регулирования напряжения, на стороне которой установлена рассматриваемое реле;

$K_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки.

$$I_{C.3.} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}}; \quad (125)$$

$$I_{C.3.} = 84 \cdot \frac{1,5}{0,8} = 157,5 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока.

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{K_{cx}}{K_I}; \quad (126)$$

$$I_{CP} = 157,5 \cdot \frac{1}{20} = 7,875 \text{ А.}$$

Токи срабатывания защиты от перегрузки на стороне НН приведены в таблице 55.

Таблица 55 – Токи срабатывания защиты от перегрузки на стороне НН

Ток срабатывания реле тока от перегрузок, А	Вторичный ток срабатывания реле тока, А
157,5	7,875

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.

8.2.5 Газовая защита

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах или автотрансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах или автотрансформаторах от 1000 до 4000 кВА не имеющих быстродействующей защиты. Применение газовой защиты обязательно на внутрицеховых трансформаторах или автотрансформаторах мощностью 630 кВА и более независимо от других быстродействующих защит. [1]

Действие газовой защиты основано на том, что всякое даже незначительное повреждение, а также повышение нагрева внутри бака трансформатора или автотрансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависит от характера и размера повреждения. Поэтому защита выполняется максимальной, чтобы при медленном газообразовании подавался предупреждающий сигнал. А при бурном газообразовании. Что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора или автотрансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22, более совершенно реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВФ80/Q.

На защищаемом трансформаторе ПС "Волково" устанавливаем газовое реле типа ВФ80/Q.

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ» [21]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK_П}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK_П}} (П_{чt} - I_{AMt}), \quad (127)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

I_{AMt} – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода-то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не

может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (128)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

E – ставка рефинансирования, $E = 0,12$.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении Г.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на листе 6 графической части диплома и на рисунке 9

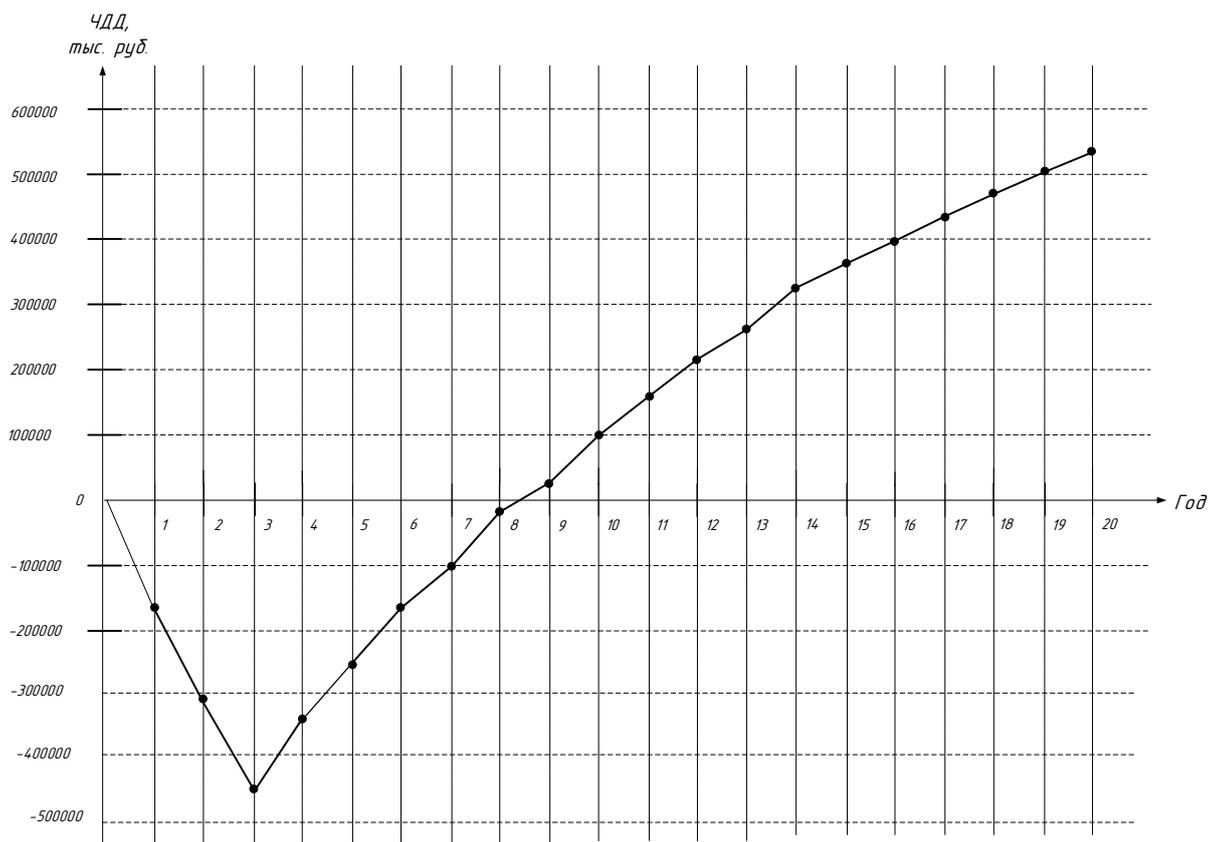


Рисунок 9 – График оценки экономической эффективности с учетом времени

Проведенные расчеты показали, что инвестиции в строительство ПС "Волково" экономически целесообразны.

Инвестиции окупаются за 9 лет.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе разработан вариант развития электрической сети Амурской области ПС "Волково" в связи с увеличением нагрузки, вследствие чего произошла перегрузка трансформаторов. Согласно расчетным данным на указанной ПС предусматривается установка современных трансформаторов типа ТДТН-16000/110 номинальной мощностью 16 МВА, и напряжением ВН/СН/НН: 110/35/10 соответственно. Распределительное устройство трансформаторов принято выполнить открытого исполнения. Питание указанная ПС должна будет получать согласно расчетным данным.

10.1 Безопасность

Согласно [28] опасные и вредные производственные факторы классифицируются на четыре группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические

К физическим факторам относятся движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; разрушающиеся конструкции; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации; повышенный уровень инфразвуковых колебаний и ультразвука; повышенная или пониженная влажность воздуха; повышенная или пониженная подвижность воздуха; повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; повышенный уровень статического электричества; повышенный уровень электромагнитных излучений; повышенная напряженность электрического поля; повышенная напряженность магнитного поля; недостаточная освещенность рабочей зоны;

расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

Химические факторы делятся по характеру воздействия на организм человека на токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие, канцерогенные, мутагенные, влияющие на репродуктивную функцию, по пути проникания в организм человека через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки.

Биологические опасные и вредные производственные факторы включают следующие биологические объекты: патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, риккетсии, спирохеты, грибы, простейшие) и продукты их жизнедеятельности; микроорганизмы (растения и животные).

Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия подразделяются на физические перегрузки (статические и динамические) и на нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение, перенапряжение анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки).

При проектировании ПС в данной работе соблюдаются требования следующих государственных нормативно технических документов и локальных документов подрядных, монтажных организаций:

а) Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные работы.

б) Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных механизмов /ПБ-10-382-00/.

в) Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно - разгрузочных работах /ПОТ РМ 007-98/.

г) СНиП 01-06-2015 «Правила по охране труда в строительстве. Часть 1. Общие правила».

д) СНиП 01-06-2015 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».

е) Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями /СО 153-34.03.204/.

ж) Правила пожарной безопасности для электроэнергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.

з) Инструктивные указания по технике безопасности при строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энерго предприятий /СО 153-34.03.224/

и) Инструкция по организации работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

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

При производстве всего комплекса работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения работ должны соответствовать предусмотренными в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ.

10.2 Экологичность

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара на рассматриваемой ПС «Волково», а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами предусматривается сооружение под трансформаторами специальных маслоприемников.

На подстанции «Волково» после согласно расчетным данным должны быть установлены 2 трансформатора.

Данные по трансформатору даны в таблице 56

Таблица 56 - Исходные данные трансформатора

Марка трансформатора	Длина (м)	Ширина (м)	Высота (м)	Масса масла (т)
ТДТН-16000/110	6,4	4,4	5,2	14,5

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{pA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 1).

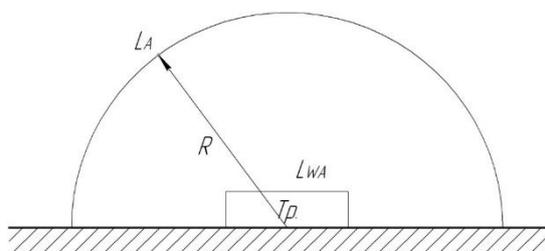


Рисунок 10 – Излучение шума трансформатором

При расчете основных размеров маслоприемника учитываем следующие требования.

а) Габариты маслоприемников выступают за габариты трансформатора на 1,5 м [8].

б) Маслоприемник выполняем закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения. Маслоприемник выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [8];

Верхний уровень гравия находится на расстоянии 75 мм ниже уровня окружающей планировки [8].

в) Маслоприемник выполняем с использованием средств сигнализации о наличии воды с выводом сигнализации. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Так как масса трансформаторного масла меньше 20 т, то можно использовать маслоприёмник без отвода масла [8].

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглублённой конструкцией, и закрепляются металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Величина Δ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, равна 1,5 м [27]. Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла изображена на рисунке 2.

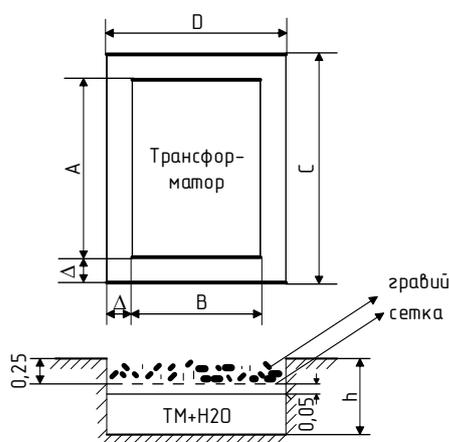


Рисунок 11 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

Определяем объем масла в трансформаторе типа ТДТН-16000/110 по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{m}{\rho} \quad (129)$$

$$V_{\text{трм}} = \frac{14,5}{0,88} = 16,48 \text{ (м}^3\text{)}$$

где m – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным (т).

ρ – справочная плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мн}} = (a + 2 \cdot \Delta) \cdot (b + 2 \cdot \Delta) \quad (130)$$

$$S_{\text{мн}} = (6,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,4 + 2 \cdot 1,5) = 69,56 \text{ (м}^2\text{)}$$

где a, b – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (a + b) \cdot 2 \cdot h \quad (131)$$

$$S_{\text{бн}} = (6,4 + 4,4) \cdot 2 \cdot 5,2 = 112,32 \text{ (м}^2\text{)}$$

где h – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения и соответствующее нормативное время тушения соответственно равны [8]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара на трансформаторе:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} \quad (132)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (69,56 + 112,32) \cdot 10^{-3} = 65,5 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника трансформатора необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 11,59 + 0,8 \cdot 68,9 = 66,71 (\text{м}^3) \quad (133)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O}

$$h_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (134)$$

$$h_{mn} = \frac{63,99}{65,5} = 0,98 (\text{м})$$

Высота гравийной подушки принимается равной:

$$h_2 = 0,25 (\text{м})$$

Высота воздушной прослойки принимается равной:

$$h_{en} = 0,05 (\text{м})$$

Полная высота маслоприемника, следовательно, определяется следующим образом:

$$h_{nmm} = h_{mn} + h_{en} + h_2 \quad (135)$$

$$h_{nmm} = 0,98 + 0,05 + 0,25 = 1,28 (\text{м})$$

Определим минимальное расстояние от ПС до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму.

Таблица 57 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов, N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ·А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Масляное (М,Д,ДЦ)	16	110	территории микрорайонов и групп жилых домов, домов отдыха

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2). \quad (136)$$

Трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}}, \quad (137)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука DU_{LA} , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_A(R_{min}), \quad (138)$$

С учетом вышеизложенного формула запишется в виде:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{min}^2), \quad (139)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}}, \quad (140)$$

Для данного типа трансформатора корректированный уровень звуковой мощности $L_{PA} = 88$ дБА [27].

Корректированный уровень звуковой мощности от двух силовых трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg(2 \cdot 10^{0,1 \cdot 88}) = 91,01 \text{ дБА.}$$

Допустимый уровень звука составляет [28]:

$$DU_{LA} = 45 \text{ дБА.}$$

Определяется минимальное расстояние от ПС до территории. Любое $R \geq R_{min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на

прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{сз}}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 79,11 \text{ м.}$$

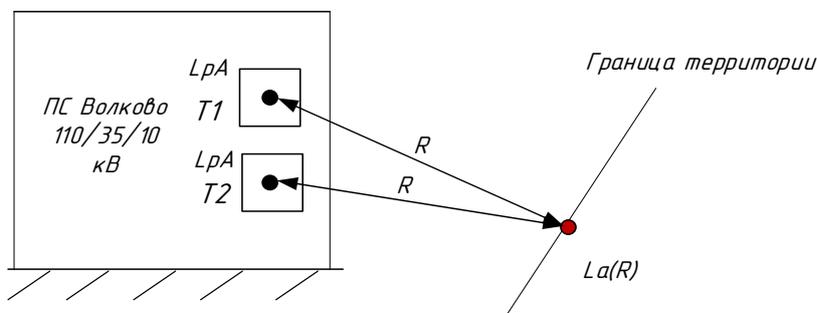


Рисунок 12 - Общий вид ПС открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

Рассчитано минимальное расстояние от ПС «Волково» до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму (79,11 м). Расстояние от ПС до территории, на которой должны выполняться санитарно-гигиенические требования по шуму, составляет 95 м. Следовательно, устанавливать акустические экраны или увеличивать расстояние путем переноса энергообъекта нет необходимости.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУТ вследствие короткого замыкания.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей организации на всех стадиях его жизненного цикла оборудования.

Основными системами пожарной безопасности на ПС «Волково» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты.

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

Предотвращение пожара в данном случае на ПС «Волково» достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты в данном случае составляет комплекс средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на рассматриваемой ПС обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости;
- применением пожарной сигнализации и средств оповещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны объектов электроэнергетики.

Предотвращение распространения пожара на территории ПС «Волково» обеспечивается:

- устройством специальных противопожарных преград;
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков;
- устройством аварийного отключения и переключения электрических аппаратов;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением преграждающих устройств;

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

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

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУТ ПС «Волково».

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

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

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

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

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижней части огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [17].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы, были решены следующие задачи:

- Проанализирована существующая электрическая схема Амурской области
- Выбран участок сети;
- Выбрано 2 конкурентоспособных варианта;
- Спрогнозированы вероятностные характеристики;
- Выбраны силовые трансформаторы;
- Выбраны компенсирующие устройства реактивной мощности;
- Проведен анализ линий электропередач на токовую загрузку;
- Произведен технико-экономический анализ вариантов;
- Выбран наиболее выгодный вариант;
- Произведен расчет режимов сети;
- Рассчитаны токи короткого замыкания;
- Выбрано оборудование;
- Рассчитано заземление и молниезащита подстанции;
- Выбрано устройство релейной защиты трансформатора;
- Определена экономическая эффективность проекта;
- Рассчитано безопасность и экологичность подстанции;

Выбранное оборудование проходит по условиям различных режимов работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
2. Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М.Блок, Г.К.Обушев, Л.Б.Паперно и др.; Под ред.В.М.Блок. – М.: Высш.шк.,1990. – 383 с.
3. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 880 с
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./В.И.Идельчик. – 2-е изд., стер. – М. : Альянс, 2009. – 522 с.
5. Лыкин А. В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В.Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
6. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003
7. Неклепаев Б.Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
8. Посплов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., испр.и доп.// Г.Е.Поспелов, В.Т.Федин – Мн.: Выш. Шк. 2008. – 308с.:ил.
9. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г.№242.
10. Приказ Минэнерго РФ №380 от 30.12.2008.
11. Приказ от 1 марта 2016 г №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг»
12. Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат,1987 – 647 с.

13. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99.- М. 2010.
14. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2015. – 43 с
15. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
16. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения
17. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)
18. Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожаКнига 2010.
19. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 2018 – 2022 годы
20. Ставка рефинансирования Сбербанка Российской Федерации [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.sberbank.ru/ru/person/credits/money/consumer_refinance
21. Типовая инструкция по эксплуатации линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ РД 34.20.504-94
22. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с
23. Характеристика Райчихинской РГРЭС. [Электронный ресурс]. - Режим доступа http://museum.rao-esv.ru/power_facilities/164/

24. Характеристика Благовещенской ТЭЦ. [Электронный ресурс]. - Режим доступа http://museum.rao-esv.ru/power_facilities/163/
25. Электротехнический справочник : в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, В. А. Лабунцова, И. Н. Орлова, М. М. Соколова, А. М. Федосеева, А. Я. Шихина, И. В. Антик. – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии. – 880 с.
26. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ
27. ГОСТ 12.2.024-87. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. Введ. – 01.01.89. – 15 с.
28. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Введ. – 31.10.1996. – 21 с.
29. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет нагрузок

$P_{cp13} := 4.85$	$P_{cp1.23} := 4.34$	$P_{cp23} := 6.9$	
$P_{\text{эф}13} := 5.28$	$P_{\text{эф}1.23} := 5.01$	$P_{\text{эф}23} := 8.86$	
$P_{max13} := 8.51$	$P_{max1.23} := 5.9$	$P_{max23} := 18.715$	
$Q_{cp13} := 2.69$	$Q_{cp1.23} := 1.31$	$Q_{cp23} := 2.92$	
$Q_{\text{эф}13} := 2.91$	$Q_{\text{эф}1.23} := 1.6$	$Q_{\text{эф}23} := 3.75$	
$Q_{max13} := 3.05$	$Q_{max1.23} := 2.03$	$Q_{max23} := 7.8$	
$P_{cp53} := 0.76$	$P_{cp63} := 1.32$		$P_{cp43} := 13.78$
$P_{\text{эф}53} := 1.31$	$P_{\text{эф}63} := 2.15$	$P_{cp33} := 2.27$	$P_{\text{эф}43} := 15.41$
$P_{max53} := 2.94$	$P_{max63} := 4.83$	$P_{\text{эф}33} := 3.06$	$P_{max43} := 27.988$
$Q_{cp53} := 0.42$	$Q_{cp63} := 0.74$	$P_{max33} := 6.52$	$P_{max43} := 27.988$
$Q_{\text{эф}53} := 0.71$	$Q_{\text{эф}63} := 1.19$	$Q_{cp33} := 1.26$	$Q_{cp43} := 4.82$
$Q_{max53} := 1.62$	$Q_{max63} := 2.66$	$Q_{\text{эф}33} := 1.68$	$Q_{\text{эф}43} := 4.4$
$P_{cp93} := 0.61$	$P_{cp103} := 0.41$	$Q_{max33} := 3.58$	$Q_{max43} := 8.73$
$P_{\text{эф}93} := 0.95$	$P_{\text{эф}103} := 0.63$	$P_{cp73} := 1.08$	$P_{cp83} := 1.05$
$P_{max93} := 2.13$	$P_{max103} := 1.39$	$P_{\text{эф}73} := 1.87$	$P_{\text{эф}83} := 1.37$
$Q_{cp93} := 0.27$	$Q_{cp103} := 0.18$	$P_{max73} := 4.24$	$P_{max83} := 2.86$
$Q_{\text{эф}93} := 0.43$	$Q_{\text{эф}103} := 0.28$	$Q_{cp73} := 0.61$	$Q_{cp83} := 0.47$
$Q_{max93} := 0.93$	$Q_{max103} := 0.607$	$Q_{\text{эф}73} := 1.03$	$Q_{\text{эф}83} := 0.61$
$P_{cp133} := 20.861$	$P_{cp143} := 39.65$	$Q_{max73} := 2.33$	$Q_{max83} := 1.26$
$P_{\text{эф}133} := 22.07$	$P_{\text{эф}143} := 48.95$	$P_{cp113} := 0.52$	$P_{cp123} := 1.45$
$P_{max133} := 35.754$	$P_{max143} := 98.89$	$P_{\text{эф}113} := 0.84$	$P_{\text{эф}123} := 1.72$
$Q_{cp133} := 11.57$	$Q_{cp143} := 13.29$	$P_{max113} := 1.89$	$P_{max123} := 3.36$
		$Q_{cp113} := 0.24$	$P_{max123} := 3.36$
		$Q_{\text{эф}113} := 0.37$	$Q_{cp123} := 0.64$
		$Q_{max113} := 0.83$	$Q_{\text{эф}123} := 0.76$
			$Q_{max123} := 1.47$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$Q_{\text{эф}13з} := 12.16 \quad Q_{\text{эф}14з} := 16.22$$

$$Q_{\text{max}13з} := 19.24 \quad Q_{\text{max}14з} := 34.47$$

Волково := 1	Лазовое := 8
Тамбовка := 2	Садовое := 9
Михайловка := 3	Куропатино := 10
Центральная := 4	Муравьевка := 11
Ивановка := 5	Николаевка := 12
Полевая := 6	Хвойная := 13
Озерная := 7	Благовещенская := 14

Компенсация реактивной мощности

$$Q_{\text{трку}1} := Q_{\text{max}1з} - P_{\text{max}1з} \cdot 0.4 = -0.354$$

$$Q_{\text{трку}1.2} := Q_{\text{max}1.2з} - P_{\text{max}1.2з} \cdot 0.4 = -0.33$$

$$Q_{\text{трку}2} := Q_{\text{max}2з} - P_{\text{max}2з} \cdot 0.4 = 0.314$$

$$Q_{\text{трку}3} := Q_{\text{max}3з} - P_{\text{max}3з} \cdot 0.4 = 0.972$$

$$Q_{\text{трку}4} := Q_{\text{max}4з} - P_{\text{max}4з} \cdot 0.4 = -2.465$$

$$Q_{\text{трку}5} := Q_{\text{max}5з} - P_{\text{max}5з} \cdot 0.4 = 0.444$$

$$Q_{\text{трку}6} := Q_{\text{max}6з} - P_{\text{max}6з} \cdot 0.4 = 0.728$$

$$Q_{\text{трку}7} := Q_{\text{max}7з} - P_{\text{max}7з} \cdot 0.4 = 0.634$$

$$Q_{\text{трку}8} := Q_{\text{max}8з} - P_{\text{max}8з} \cdot 0.4 = 0.116$$

$$Q_{\text{трку}9} := Q_{\text{max}9з} - P_{\text{max}9з} \cdot 0.4 = 0.078$$

$$Q_{\text{трку}10} := Q_{\text{max}10з} - P_{\text{max}10з} \cdot 0.4 = 0.051$$

$$Q_{\text{трку}11} := Q_{\text{max}11з} - P_{\text{max}11з} \cdot 0.4 = 0.074$$

$$Q_{\text{трку}12} := Q_{\text{max}12з} - P_{\text{max}12з} \cdot 0.4 = 0.126$$

$$Q_{\text{трку}13} := Q_{\text{max}13з} - P_{\text{max}13з} \cdot 0.4 = 4.938$$

$$Q_{\text{трку}14} := Q_{\text{max}14з} - P_{\text{max}14з} \cdot 0.4 = -5.086$$

$$Q_{\text{тркуш}1} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}1} = -0.177$$

$$Q_{\text{тркуш}1.2} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}1.2} = -0.165$$

$$Q_{\text{тркуш}2} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}2} = 0.157$$

$$Q_{\text{тркуш}8} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}8} = 0.058$$

$$Q_{\text{тркуш}3} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}3} = 0.486$$

$$Q_{\text{тркуш}9} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}9} = 0.039$$

$$Q_{\text{тркуш}4} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}4} = -1.233$$

$$Q_{\text{тркуш}10} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}10} = 0.026$$

$$Q_{\text{тркуш}5} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}5} = 0.222$$

$$Q_{\text{тркуш}11} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}11} = 0.037$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$Q_{\text{тркуш}12} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}12} = 0.063$$

$$Q_{\text{тркуш}6} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}6} = 0.364$$

$$Q_{\text{тркуш}7} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}7} = 0.317$$

$$Q_{\text{тркуш}13} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}13} = 2.469$$

$$Q_{\text{тркуш}14} := \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{трку}14} = -2.543$$

Некомпенсированная мощность Мвар

$$Q_{\text{нск}1} := Q_{\text{max}1з} - Q_{\text{тркуш}1} = 3.227$$

$$Q_{\text{нск}1.2} := Q_{\text{max}1.2з} - Q_{\text{тркуш}1.2} = 2.195$$

$$Q_{\text{нск}2} := Q_{\text{max}2з} - Q_{\text{тркуш}2} = 7.643$$

$$Q_{\text{нск}3} := Q_{\text{max}3з} - Q_{\text{тркуш}3} = 3.094$$

$$Q_{\text{нск}4} := Q_{\text{max}4з} - Q_{\text{тркуш}4} = 9.963$$

$$Q_{\text{нск}5} := Q_{\text{max}5з} - Q_{\text{тркуш}5} = 1.398$$

$$Q_{\text{нск}6} := Q_{\text{max}6з} - Q_{\text{тркуш}6} = 2.296$$

$$Q_{\text{нск}7} := Q_{\text{max}7з} - Q_{\text{тркуш}7} = 2.013$$

$$Q_{\text{нск}8} := Q_{\text{max}8з} - Q_{\text{тркуш}8} = 1.202$$

$$Q_{\text{нск}9} := Q_{\text{max}9з} - Q_{\text{тркуш}9} = 0.891$$

$$Q_{\text{нск}10} := Q_{\text{max}10з} - Q_{\text{тркуш}10} = 0.581$$

$$Q_{\text{нск}11} := Q_{\text{max}11з} - Q_{\text{тркуш}11} = 0.793$$

$$Q_{\text{нск}12} := Q_{\text{max}12з} - Q_{\text{тркуш}12} = 1.407$$

$$Q_{\text{нск}13} := Q_{\text{max}13з} - Q_{\text{тркуш}13} = 16.771$$

$$Q_{\text{нск}14} := Q_{\text{max}14з} - Q_{\text{тркуш}14} = 37.013$$

Выбор трансформаторов МВА

$$S_{1г} := \sqrt{(P_{\text{ср}1з} \cdot 2)^2 + (Q_{\text{нск}1} \cdot 2)^2} = 11.651$$

$$S_{2г} := \sqrt{(P_{\text{ср}2з} \cdot 2)^2 + (Q_{\text{нск}2} \cdot 2)^2} = 20.594$$

$$S_{3г} := \sqrt{(P_{\text{ср}3з} \cdot 2)^2 + (Q_{\text{нск}3} \cdot 2)^2} = 7.675$$

$$S_{4г} := \sqrt{(P_{\text{ср}4з} \cdot 2)^2 + (Q_{\text{нск}4} \cdot 2)^2} = 34.008$$

$$S_{5г} := \sqrt{(P_{\text{ср}5з} \cdot 2)^2 + (Q_{\text{нск}5} \cdot 2)^2} = 3.182$$

$$S_{1.2г} := \sqrt{(P_{\text{ср}1.2з} \cdot 2)^2 + (Q_{\text{нск}1.2} \cdot 2)^2} = 9.727$$

$$S_{8г} := \sqrt{(P_{\text{ср}8з} \cdot 2)^2 + (Q_{\text{нск}8} \cdot 2)^2} = 3.192$$

$$S_{9г} := \sqrt{(P_{\text{ср}9з} \cdot 2)^2 + (Q_{\text{нск}9} \cdot 2)^2} = 2.16$$

$$S_{10г} := \sqrt{(P_{\text{ср}10з} \cdot 2)^2 + (Q_{\text{нск}10} \cdot 2)^2} = 1.423$$

$$S_{11г} := \sqrt{(P_{\text{ср}11з} \cdot 2)^2 + (Q_{\text{нск}11} \cdot 2)^2} = 1.897$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$S_{12r} := \sqrt{(P_{cp123} \cdot 2)^2 + (Q_{hck12} \cdot 2)^2} = 4.041$$

$$S_{6r} := \sqrt{(P_{cp63} \cdot 2)^2 + (Q_{hck6} \cdot 2)^2} = 5.297$$

$$S_{13r} := \sqrt{(P_{cp133} \cdot 2)^2 + (Q_{hck13} \cdot 2)^2} = 53.533$$

$$S_{7r} := \sqrt{(P_{cp73} \cdot 2)^2 + (Q_{hck7} \cdot 2)^2} = 4.569$$

$$S_{14r} := \sqrt{(P_{cp143} \cdot 2)^2 + (Q_{hck14} \cdot 2)^2} = 108.482$$

Определяем требуемые расчётные мощности трансформаторов, МВА

$$S_{расч1} := \frac{S_{1r}}{1 \cdot 0.7} = 16.644 \quad S_{расч5} := \frac{S_{5r}}{2 \cdot 0.7} = 2.273 \quad S_{расч9} := \frac{S_{9r}}{2 \cdot 0.7} = 1.543$$

$$S_{расч1.2} := \frac{S_{1.2r}}{2 \cdot 0.7} = 6.948 \quad S_{расч6} := \frac{S_{6r}}{2 \cdot 0.7} = 3.783 \quad S_{расч10} := \frac{S_{10r}}{2 \cdot 0.7} = 1.016$$

$$S_{расч2} := \frac{S_{2r}}{2 \cdot 0.7} = 14.71 \quad S_{расч7} := \frac{S_{7r}}{2 \cdot 0.7} = 3.263 \quad S_{расч11} := \frac{S_{11r}}{2 \cdot 0.7} = 1.355$$

$$S_{расч3} := \frac{S_{3r}}{2 \cdot 0.7} = 5.482 \quad S_{расч8} := \frac{S_{8r}}{2 \cdot 0.7} = 2.28 \quad S_{расч12} := \frac{S_{12r}}{2 \cdot 0.7} = 2.886$$

$$S_{расч4} := \frac{S_{4r}}{2 \cdot 0.7} = 24.292 \quad S_{расч13} := \frac{S_{13r}}{1 \cdot 0.7} = 76.475 \quad S_{расч14} := \frac{S_{14r}}{1 \cdot 0.7} = 154.974$$

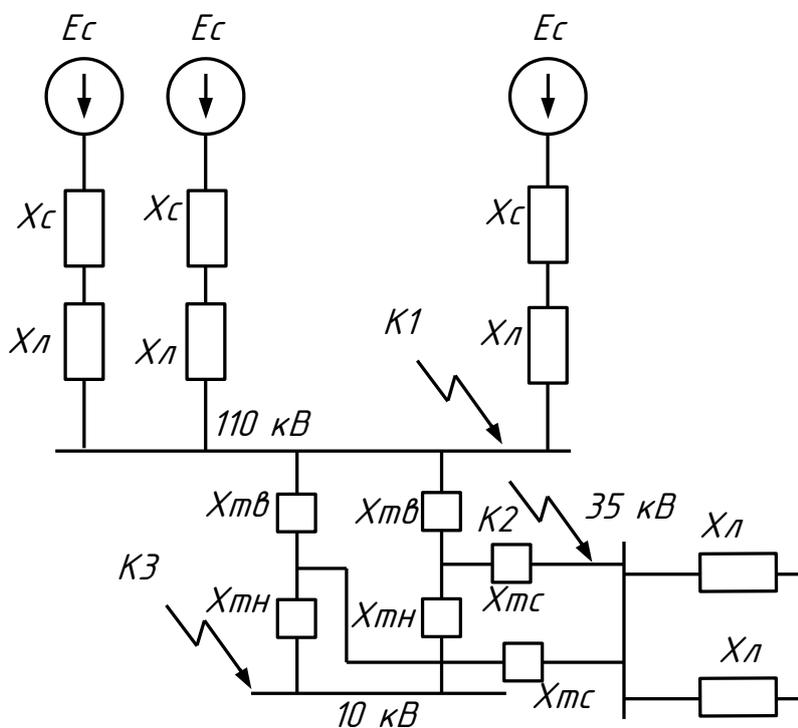
Определяем коэффициенты загрузки силовых трансформаторов

$$K_{31} := \frac{S_{1r}}{2 \cdot 16} = 0.364 \quad K_{a1} := \frac{S_{1r}}{1 \cdot 16} = 0.728$$

$$K_{31.2} := \frac{S_{1.2r}}{3 \cdot 10} = 0.324 \quad K_{a1.2} := \frac{S_{1.2r}}{2 \cdot 10} = 0.486$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Составляем схему замещения



Рассчитаем сопротивления и ЭДС прямой последовательности, входящие в схему замещения:

$$E := 115 \quad U_{\text{бВ}} := 115 \quad U_{\text{бС}} := 35 \quad U_{\text{бН}} := 10$$

Т Д Т Н 16000/110

Тамбовка := 1

$$U_{\text{кВН}} := 10.5 \quad \%$$

Центральная := 2

$$U_{\text{кВ}} := 10.5 = 10.5 \quad \%$$

Ивановка := 3

Лазовое := 4

Николаевка := 5

$$X_{\text{ТВ}} := \frac{U_{\text{кВ}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{бВ}}^2}{S_{\text{НОМТ}}} = 86.789 \quad \%$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

$$X_{TC} := \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{U_{\sigma C}^2}{S_{НОМТ}} = 8.039$$

$$X_{TH} := \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{U_{\sigma H}^2}{S_{НОМТ}} = 0.656$$

Сопротивление ЛЭП

$$I_{C1} := 15.8$$

$$X_{уд} := 0.4 \quad \text{О м /к м}$$

$$I_{C2} := 16.2$$

$$L_{Л1} := 27.1 \quad \text{к м}$$

$$I_{C3} := 16.4$$

$$X_{Л1} := X_{уд} \cdot L_{Л1} = 10.84$$

$$X_{уд} := 0.4 \quad \text{О м /к м} \quad X_{уд} := 0.4 \quad \text{О м /к м}$$

$$L_{Л3} := 22.71 \quad \text{к м} \quad L_{Л2} := 19.95 \quad \text{к м}$$

$$X_{Л3} := X_{уд} \cdot L_{Л3} = 9.084$$

$$X_{Л2} := X_{уд} \cdot L_{Л2} = 7.98$$

$$X_{уд} := 0.4 \quad \text{О м /к м} \quad X_{уд} := 0.4 \quad \text{О м /к м}$$

$$L_{Л5} := 22 \quad \text{к м} \quad L_{Л4} := 7.74 \quad \text{к м}$$

$$X_{Л5} := X_{уд} \cdot L_{Л5} = 8.8$$

$$X_{Л4} := X_{уд} \cdot L_{Л4} = 3.096$$

$$X_{C1} := \frac{U_{\sigma B}}{\sqrt{3} \cdot I_{C1}} = 4.202$$

$$X_{C2} := \frac{U_{\sigma B}}{\sqrt{3} \cdot I_{C2}} = 4.098$$

$$X_{C3} := \frac{U_{\sigma B}}{\sqrt{3} \cdot I_{C3}} = 4.048$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

$$X_{\text{ЭК1}} := X_{\text{С1}} + X_{\text{Л1}} = 15.042$$

$$X_{\text{ЭК3}} := X_{\text{С3}} + X_{\text{Л3}} = 13.132$$

$$X_{\text{ЭК5}} := X_{\text{Л5}} = 8.8$$

$$X_{\text{ЭК2}} := X_{\text{С2}} + X_{\text{Л2}} = 12.078$$

$$X_{\text{ЭК4}} := X_{\text{Л4}} = 3.096$$

Периодическую составляющую тока короткого замыкания берем из программы RASTWIN3

$$I_{\text{П.О}} := 5.56 \quad I_{\text{П.О}} := 2.51 \quad I_{\text{П.О}} := 7.47$$

Дальше ведем расчет для каждой точки КЗ

$$T := 0035 \quad K_{\text{уд}} := 1.717$$

$$T_{\text{А}} := 0.03 \quad K_{\text{уд}} := 1.607$$

$$T_{\text{А}} := 0.02 \quad K_{\text{уд}} := 1.526$$

$$T_{\text{А}} := 0.015$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Точка К1

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_A}}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,56 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,03}} = 1,754 \text{ кА}$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{no} = 13,501 \text{ кА}$$

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} = 7,863 \text{ кА},$$

$$K_{y\delta} = 1,717$$

Точка К2

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_A}}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,51 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,02}} = 0,374 \text{ кА}$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{no} = 5,704 \text{ кА}$$

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} = 3,55 \text{ кА},$$

$$K_{y\delta} = 1,607$$

Точка К3

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_A}}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,47 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,015}} = 0,526 \text{ кА}$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{no} = 15,984 \text{ кА}$$

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} = 10,564 \text{ кА},$$

$$K_{y\delta} = 1,526$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Дано:

Номинальное напряжение, кВ $U_{НОМ} := 110$

Число ячеек 13

Общее сопротивление естественных $R := 5.5$

заземлителей. Состав грунта почва/буротаежные
Толщина первого слоя грунта $h_1 := 1.5$
Климатическая зона $N := 3$ болотистые
Ток молнии $I_{МОЛН} := 60$
Ток короткого замыкания $I_{КЗ} := 5.56$
Время срабатывания защиты $t_{СЗ} := 0.1$
Число линий $n_{вл} := 5$

Схема: одна рабочая секционированная выключателем система шин

Расчет заземления ПС

$$I_{КЗ} := 5.56 \quad t_{СЗ} = 0.1 \quad R = 5.5$$

$$h_1 = 1.5 \quad N = 3$$

$$p_1 := 400 \quad \text{Грунт} = \text{почва / буротаежные болотистые}$$

$$p_2 := 200$$

Контур заземления сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1.5 метра, для того что бы человек при прикосновении к оборудованию не мог находиться за пределами заземления .

$$\text{Длина ПС } A := 80 \quad \text{Ширина ПС } B := 35$$

Найдём удельное сопротивление грунта (РД таблица П 15.1):

$$\text{Площадь: } S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 3154$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков $D=10$ мм

$$D := 10 \quad r := 5$$

Сечение по механической прочности

$$F_{\text{мех}} := \pi \cdot r^2 = 78.54$$

Проверка на термическую стойкость

$$F_{\text{терм}} := \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot 10^3 \cdot 0.1}{400 \cdot 21}} = 0.60$$

Проверяем на коррозионную стойкость

$$a_k := 0.0026 \quad b_k := 0.0091$$

$$c_k := -0.0104 \quad \alpha_k := 0.0224$$

$$T := 246$$

Коэффициенты берем из учебника Карякина

$$S_{\text{ср}} := a_k \cdot (\ln(T))^3 + b_k \cdot (\ln(T))^2 + c_k \cdot \ln(T)^{\alpha_k} = 0.668$$

$$F_{\text{к.с}} := \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D + S_{\text{ср}}) = 22.397 \quad \text{мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию :

$$F_{\text{мех}} \geq F_{\text{терм}} + F_{\text{к.с}}$$

$$F_{\text{мех}} = 78.54 \quad F_{\text{терм}} + F_{\text{к.с}} = 23.004$$

Для 3 климатической зоны толщина сезонных изменений грунта (ЭТС т.3):

$$h_{\text{грунта}} := 2 \text{ м}$$

Горизонтальные прутки принимаем длиной 5м и диаметром 10 мм

Глубина заложения прутков 0,8 метра Расстояние между полосками сетки бм :

Общая длина горизонтальных полос :

$$L_T := (A + 2 \cdot 2) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1.5)}{5} + (B + 2 \cdot 2) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1.5)}{5} = 1285.8$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$a := \frac{B + 4}{10} = 3.9$$

$$b := \frac{A + 4}{5} = 16.8$$

По длине 4 прутков

По ширине 17 прутков

Определяем количество вертикальных электродов при расстоянии между ними 12 м:

$$n_B := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} = 18.72$$

Принимаем число вертикальных электродов равное 19

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$l_B := 5$$

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.089$$

$$\rho_{\text{общ}} := 600 \quad \text{Ом}\cdot\text{м}$$

$$A_{\text{ЭТС}} := 0.4 \quad R_C := \rho_{\text{общ}} \cdot \left(\frac{A_{\text{ЭТС}}}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + 19 \cdot l_B} \right) = 4.70 \Omega$$

Вычисляем импульсное сопротивление заземлителя:

$$I_{\text{МОЛН}} := 60000$$

$$\alpha_{\text{И}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{общ}} + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} = 0.031 \quad R_{\text{И}} := R_C \cdot \alpha_{\text{И}} = 0.184$$

$$\text{Выполняется} \quad R_{\text{И}} < 0.5$$

условие

Заземление удовлетворяет требованиям ПУЭ

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расстановка молниеотводов для защиты электрооборудования от прямых ударов молнии:

Т.к. у нас зона А - до 750 кВ (надежность 0,955), то высота молниеотводов не превышает 150 м

Принимаем высоту молниеотвода:

$$h_{\text{МОЛ}} := 46 \quad \text{м} \quad \text{Определяем расстояние между молниеотводами:}$$

$$L_{\text{МОЛ}} := 36 \quad \text{м}$$

Высота защищаемого объекта.

$$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h_{\text{МОЛ}} = 34 \quad \text{м}$$

Радиус зоны защиты на

уровни земли

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot h_{\text{МОЛ}} = 40.8 \quad \text{м}$$

Половина ширины зоны защиты на уровне земли

$$r_{\text{СО}} := r_0 = 40.8 \quad \text{м}$$

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты в середине пролета между молниеотводом

$$h_{\text{сГ}} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot (L_{\text{МОЛ}} - h_{\text{МОЛ}}) = 35.82 \quad \text{м}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта

$$h_i := 11 \quad \text{м} \quad r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{эф}}} \right) = 27.6 \quad \text{м}$$

Определяем половину ширины на уровне защищаемого объекта

$$r_{\text{сХ}} := r_{\text{СО}} \cdot \frac{h_{\text{сГ}} - h_i}{h_{\text{сГ}}} = 28.271 \quad \text{м}$$

Расчет напряжения прикосновения

$$I_3 := 5.56 \quad \text{кА} \quad R_{\text{и.}} = 0.184 \quad \text{Ом}$$

Длина ПС Ширина ПС

$$A := 86 \quad \text{м} \quad B := 35 \quad \text{м}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$a := \frac{2 \cdot (A + B + 4)}{8} = 29.75$$

$$l_B := 5 \text{ м}$$

$$L_{\Gamma} = 1285.8 \text{ м}$$

$$S = 3154 \text{ м}^2$$

$$\alpha_n := 2.1 \cdot \left[\frac{a \cdot \sqrt{S}}{(l_B + 0.8) \cdot L_{\Gamma}} \right]^{0.45} = 1.07$$

$$R_{\text{ч}} := 1006 \text{ Ом}$$

$$\rho_{\text{общ}} := 635 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\beta_n := \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1.5 \cdot \rho_{\text{общ}}} = 0.512$$

$$U_{\text{II}} := I_3 \cdot R_{\text{II}} \cdot \alpha_n \cdot \beta_n = 0.561 \text{ кВ}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Схема 1

$L_1 := 0$	АС – 185	
$K_{уд} := 800$	$K_{инф} := 8.59$	
$K_{вл1} := K_{инф} \cdot (K_{уд} \cdot L_1) = 0$		Тыс. руб
$K_{зонТП} := 1.3$	$K_{зонВЛ} := 1.4$	
Стоимость		
ТР		
$K_{тр} := 7400 \cdot 2 = 14800$	$K_{тр2} := 5300 \cdot 3 = 15900$	Тыс. руб
Стоимость открытого распределительного устройства		
$K_{ру} := 7000 \cdot 3 = 21000$	$K_{ру2} := 7000 \cdot 4 = 28000$	Тыс. руб
Стоимость на постоянные затраты		
$K_{пост} := 11000$		Тыс. руб
$K_{пс} := K_{инф} \cdot (K_{тр} + K_{ру} + K_{пост}) = 4.02012 \times 10^5$		Тыс. руб
$K_{сум} := K_{пс} \cdot K_{зонТП} + K_{вл1} \cdot K_{зонВЛ} = 5.22616 \times 10^5$		Тыс. руб

Схема 2

$L_2 := 0$	АС – 185	
$K_{уд2} := 1100$		
$K_{пс2} := K_{инф} \cdot (K_{тр2} + K_{ру2} + K_{пост}) = 4.71591 \times 10^5$		Тыс. руб
$K_{сум2} := K_{пс2} \cdot K_{зонТП} + K_{вл1} \cdot K_{зонВЛ} = 6.13068 \times 10^5$		Тыс. руб

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Схема 1

$L_1 := 0$	АС – 185	
$K_{уд} := 800$	$K_{инф} := 8.59$	
$K_{вл1} := K_{инф} \cdot (K_{уд} \cdot L_1) = 0$		Тыс. руб
$K_{зонТП} := 1.3$	$K_{зонВЛ} := 1.4$	
Стоимость		
ТР		
$K_{тр} := 7400 \cdot 2 = 14800$	$K_{тр2} := 5300 \cdot 3 = 15900$	Тыс. руб
Стоимость открытого распределительного устройства		
$K_{ру} := 7000 \cdot 3 = 21000$	$K_{ру2} := 7000 \cdot 4 = 28000$	Тыс. руб
Стоимость на постоянные затраты		
$K_{пост} := 11000$		Тыс. руб
$K_{пс} := K_{инф} \cdot (K_{тр} + K_{ру} + K_{пост}) = 4.02012 \times 10^5$		Тыс. руб
$K_{сум} := K_{пс} \cdot K_{зонТП} + K_{вл1} \cdot K_{зонВЛ} = 5.22616 \times 10^5$		Тыс. руб

Схема 2

$L_2 := 0$	АС – 185	
$K_{уд2} := 1100$		
$K_{пс2} := K_{инф} \cdot (K_{тр2} + K_{ру2} + K_{пост}) = 4.71591 \times 10^5$		Тыс. руб
$K_{сум2} := K_{пс2} \cdot K_{зонТП} + K_{вл1} \cdot K_{зонВЛ} = 6.13068 \times 10^5$		Тыс. руб

ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Издержки
Схема 1

$$a_{\text{ампс}} := 5.25 \quad a_{\text{амвл}} := 0.65 \quad \text{отчисления на ремонт}$$

$$I_{\text{эксПС}} := K_{\text{пс}} \cdot K_{\text{зонпп}} \cdot \frac{a_{\text{ампс}}}{100} = 27437.319 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_{\text{эксВЛ}} := K_{\text{вл1}} \cdot K_{\text{зонвл}} \cdot \frac{a_{\text{амвл}}}{100} = 0 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_{\text{экс}} := I_{\text{эксВЛ}} + I_{\text{эксПС}} = 27437.319 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K_{\text{сум}}}{T_{\text{сл}}} = 26130.78 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$C_{\text{уд}} := 1.5$$

суммарные потери электроэнергии в трансформаторах
берем из расчетов в программе RastrWin

$$\Delta W_{\text{сум1}} := 1826$$

$$I_{\Delta w1} := \Delta W_{\text{сум1}} \cdot C_{\text{уд}} = 2739 \quad \text{Тыс. руб}$$

Схема 2

$$I_{\text{эксВЛ2}} := K_{\text{вл1}} \cdot K_{\text{зонвл}} \cdot \frac{a_{\text{амвл}}}{100} = 0 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_{\text{экс2}} := I_{\text{эксВЛ2}} + I_{\text{эксПС}} = 27437.319 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_{\text{АМ2}} := \frac{K_{\text{сум2}}}{T_{\text{сл}}} = 30653.415 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$\Delta W_{\text{сум2}} := 1842 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_{\Delta w2} := \Delta W_{\text{сум2}} \cdot C_{\text{уд}} = 2763 \quad \text{Тыс. руб}$$

ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

$E := 0.075$ Ставка рефинансирования

$$I_1 := I_{\text{экс}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta w1} = 56307.099 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_2 := I_{\text{экс}2} + I_{\text{АМ}2} + I_{\Delta w2} = 60853.734 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$Z_{\text{cp1}} := E \cdot K_{\text{сум}} + I_1 = 95503.269 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$Z_{\text{cp2}} := E \cdot K_{\text{сум}2} + I_2 = 1.06834 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$\frac{Z_{\text{cp1}} - Z_{\text{cp2}}}{Z_{\text{cp2}}} \cdot 100 = -10.60\%$$

Стоимостная оценка результатов строительства ПС

$$T := 3.15$$

$$D := 0.81$$

$$T_{\text{max}} := 4000$$

$$P_p := 20600$$

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 8.24 \times 10^7 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$O_p := W_{\text{год}} \cdot 10^{-3} \cdot T \cdot D = 2.10244 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

Оценка экономической эффективности

прибыль в

$$\Pi_{\text{бТ}} := O_p - I_1 - I_{\text{АМ}} = 1.27806 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_T := 0.24 \cdot \Pi_{\text{бТ}} = 30673.37304 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_T := I_1 - I_{\text{АМ}} = 30176.319 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$\Xi_T := O_p - I_T - H_T - K_{\text{сум}} = -3.73222 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

инвестирование 1 год 33%
 инвестирование 2 год 33 %
 инвестирование 3 год 33 %

$$П1 := K_{\text{сум}} \cdot \frac{1}{3} = 1.74205 \times 10^5$$

$$П2 := K_{\text{сум}} \cdot \frac{1}{3} = 1.74205 \times 10^5$$

$$П3 := K_{\text{сум}} \cdot \frac{1}{3} = 1.74205 \times 10^5$$

$$ЧДД1 := \frac{-П1}{(1 + E)^1} = -1.62051 \times 10^5$$

$$Ч1 := ЧДД1 = -1.62051 \times 10^5$$

$$ЧДД2 := \frac{-П2}{(1 + E)^2} = -1.50745 \times 10^5$$

$$Ч2 := ЧДД2 + Ч1 = -3.12797 \times 10^5$$

$$ЧДД3 := \frac{-П3}{(1 + E)^3} = -1.40228 \times 10^5$$

$$Ч3 := ЧДД3 + Ч2 = -4.53025 \times 10^5$$

$$ЧДД4 := \frac{П_{6T}}{(1 + E)^4} = 95700.99159$$

$$Ч4 := ЧДД4 + Ч3 = -3.57324 \times 10^5$$

$$ЧДД5 := \frac{П_{6T}}{(1 + E)^5} = 89024.17823$$

$$Ч5 := ЧДД5 + Ч4 = -2.683 \times 10^5$$

$$ЧДД6 := \frac{П_{6T}}{(1 + E)^6} = 82813.18905$$

$$Ч6 := ЧДД6 + Ч5 = -1.85487 \times 10^5$$

$$ЧДД7 := \frac{П_{6T}}{(1 + E)^7} = 77035.5247$$

$$Ч7 := ЧДД7 + Ч6 = -1.08451 \times 10^5$$

$$ЧДД8 := \frac{П_{6T}}{(1 + E)^8} = 71660.95321$$

$$Ч8 := ЧДД8 + Ч7 = -36790.26985$$

$$ЧДД9 := \frac{П_{6T}}{(1 + E)^9} = 66661.35182$$

$$Ч9 := ЧДД9 + Ч8 = 29871.08197$$

$$ЧДД10 := \frac{П_{6T}}{(1 + E)^{10}} = 62010.55983$$

$$Ч10 := ЧДД10 + Ч9 = 91881.6418$$

ПРОДОЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Г

$$\begin{aligned}
 \text{ЧДД11} &:= \frac{\text{П}_\text{ГТ}}{(1 + \text{E})^{11}} = 57684.2417 & \text{Ч11} &:= \text{ЧДД11} + \text{Ч10} = 1.49566 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД12} &:= \frac{\text{П}_\text{ГТ}}{(1 + \text{E})^{12}} = 53659.75972 & \text{Ч12} &:= \text{ЧДД12} + \text{Ч11} = 2.03226 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД13} &:= \frac{\text{П}_\text{ГТ}}{(1 + \text{E})^{13}} = 49916.05556 & \text{Ч13} &:= \text{ЧДД13} + \text{Ч12} = 2.53142 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД14} &:= \frac{\text{П}_\text{ГТ}}{(1 + \text{E})^{14}} = 46433.54005 & \text{Ч14} &:= \text{ЧДД14} + \text{Ч13} = 2.99575 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД15} &:= \frac{\text{П}_\text{ГТ}}{(1 + \text{E})^{15}} = 43193.99075 & \text{Ч15} &:= \text{ЧДД15} + \text{Ч14} = 3.42769 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД16} &:= \frac{\text{П}_\text{ГТ}}{(1 + \text{E})^{16}} = 40180.45651 & \text{Ч16} &:= \text{ЧДД16} + \text{Ч15} = 3.8295 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД17} &:= \frac{\text{П}_\text{ГТ}}{(1 + \text{E})^{17}} = 37377.16885 & \text{Ч17} &:= \text{ЧДД17} + \text{Ч16} = 4.20327 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД18} &:= \frac{\text{П}_\text{ГТ}}{(1 + \text{E})^{18}} = 34769.45939 & \text{Ч18} &:= \text{ЧДД18} + \text{Ч17} = 4.55096 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД19} &:= \frac{\text{П}_\text{ГТ}}{(1 + \text{E})^{19}} = 32343.68315 & \text{Ч19} &:= \text{ЧДД19} + \text{Ч18} = 4.8744 \times 10^5 \\
 \text{ЧДД20} &:= \frac{\text{П}_\text{ГТ}}{(1 + \text{E})^{20}} = 30087.14712 & \text{Ч20} &:= \text{ЧДД20} + \text{Ч19} = 5.17527 \times 10^5
 \end{aligned}$$

Продолжение приложения Д

