

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

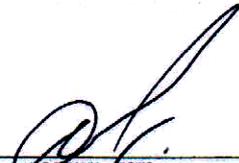

Н.В. Савина

« 20 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения сельскохозяйственного района Еврейской автономной области с центром питания подстанция Ленинск, село Ленинское

Исполнитель
студент группы 542-об2


_____ подписи, дата

Е.Ю. Суховий

Руководитель
профессор,
канд.техн.наук


18.06.2019
_____ подписи, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


18.06.2019
_____ подписи, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
профессор,
канд.техн.наук


18.06.2019
_____ подписи, дата

Ю.В. Мясоедов

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

1. выпускной квалификационной работе студента Суховий Юрий
Леонидовича _____ 1.
2. Тема выпускной квалификационной работы:
Реконструкция системы электроснабжения сельского хозяйства
района Еврейской автономной области с центром питания подстанции Ленчик, село, Ленкинское
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-94)
3. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2019
4. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Односторонняя
схема электроснабжения сельского хозяйства
района Еврейской автономной области с центром питания подстанции Ленчик, село, Ленкинское
5. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Расчет электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторов, выбор и конструкция ЦТП
6. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Односторонняя схема
электрических соединений ЦТП в Ленчике, односторонняя схема
электроснабжения сельского хозяйства район, чертежи ЦТП
7. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - Буцаков А.И.
8. Дата выдачи задания 05.04.2019
9. Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
10. Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 89 с., 9 рисунков, 27 таблиц, 127 формул, 25 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, АВТОМАТИКА

В данной работе была произведена реконструкция системы электроснабжения сельскохозяйственного района ЕАО с центром питания подстанция «Ленинск». Основная цель работы – разработка надежного, оптимального и безопасного варианта, который будет отвечать всем установленным требованиям и стандартам, а также будет иметь перспективу для дальнейшего развития в будущем.

Во время выполнения работы были рассмотрены и решены следующие основные задачи: расчет электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторов; выбор схемы и конструкции ТП, РУ; произведен расчет токов короткого замыкания; выполнен расчет и выбор устройств релейной защиты и автоматики;; выполнена проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения и на воздействие токов КЗ; произведен выбор и проверка электрических аппаратов; выполнено экономическое обоснование проекта; рассмотрен вопрос безопасности и экологичности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Краткая характеристика района	9
2 Расчет электрических нагрузок	10
2.1 Потребители и их категория надежности	10
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	12
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов	12
3.2. Расчет потерь мощности в трансформаторах	14
4 Выбор схема и конструкции ТП	17
4.1 Схема и конструкция ТП	17
5 Расчет электрически нагрузок на стороне 10 кВ	18
5.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	18
5.2 Расчет электрических нагрузок РУ 10 кВ	19
5.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	20
5.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	20
5.5 Расчет электрических нагрузок РУ 10 кВ ПС «Ленинск»	23
6 Выбор схемы и конструкции РУ	26
7 Расчет токов короткого замыкания	27
7.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	27
7.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	31
8 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	36
9 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	38
10 Выбор и проверка электрических аппаратов	40
10.1 Определение максимальных рабочих токов на стороне 10 кВ	40
10.2 Выбор и проверка комплектных распределительных устройств	40
10.3 Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 10 кВ	43
10.4 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ	46

10.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	49
10.6	Выбор и проверка ошиновки 10 кВ	50
10.7	Выбор и проверка изоляторов	53
10.8	Выбор ОПН 10 кВ	54
11	Релейная защита и автоматика	56
11.1	Основные требования и особенности выполнения	56
11.2	Защиты распределительных сетей 10 кВ	56
11.2.1	Расчет токовой отсечки	56
11.2.2	Расчет максимальной токовой защиты	57
11.2.3	Защита от замыкания на землю	58
11.3	Защита трехобмоточного трансформатора 110/35/10 кВ	59
11.3.1	Описание принятой цифровой защиты	59
11.3.2	Расчет параметров срабатывания защиты	60
11.3.3	Газовая защита трансформатора	66
11.3.4	Защита от перегрузки трансформатора	67
11.4	Автоматика. Автоматический ввод резерва	68
12	Экономическое обоснование проекта	70
13	Безопасность и экологичность	75
13.1	Безопасность	75
13.1.2	Основные правила безопасности	75
13.2	Экологичность	79
13.2.1	Основные правила экологичности	79
13.2.2	Расчет маслоприемника	80
13.3	Чрезвычайные ситуации	83
	Заключение	86
	Библиографический список	87

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ТП – трансформаторная подстанция;

ПС – подстанция;

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

СН – среднее напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ТР – силовой трансформатор;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика - производство электрической энергии, ее транспорт и реализация за счет электрификации производственных процессов и развития бытовых потребителей.

В современном мире электрификации сельского хозяйства отводится особое место. В наше время, экономика сельского хозяйства вынуждена перейти к эффективному, но малозатратному производству, а также к самостоятельной переработки сельскохозяйственной продукции, что является одним из главных критериев для достойного конкурентов на рынке сбыта.

Успеха добиваются лишь те хозяйства, которые производят модернизацию уже имеющегося оборудования, а также не забывают про внедрение новой и высокотехнологичной техники.

Актуальность данной работы заключается в следующем: ныне действующая ПС Ленинск 110/35/10 кВ была построена в 1986 году, когда планом экономического развития района на территории села Ленинское было предусмотрено строительство овощеперерабатывающего и животноводческого комплекса.

За последние время, в нашей стране произошло много различных реформ, которые затронули практически все отрасли производства и народного хозяйства. Эти изменения коснулись и потребителей подстанции, овощеперерабатывающий и животноводческий комплекс крупного рогатого скота села Ленинское перешел в фермерские хозяйство, что повлекло за собой изменение потребляемой мощности, которую выдавала подстанция, в следствии чего, силовое оборудование стало работать в недопустимом режиме (недогруженном или перегруженном). Также, немаловажную роль играет критерий времени, по которому с течением времени нормативный срок оборудования истекает, что требует незамедлительную замену и реконструкцию оборудования.

Целью данной работы является реконструкция системы электроснабжения сельскохозяйственного района ЕАО с центром питания подстанция «Ленинск»

Эта система должна отвечать общим требованиям, таким как: надежность, экономичность, безопасность, гибкость, удобство эксплуатации, а также необходимо обеспечить контроль и поддержание качества электроэнергии на должном уровне.

Пути решения для реализации основных требований и задач:

- 1) расчет электрических нагрузок;
- 2) выбор числа и мощности трансформаторов;
- 3) выбор схемы и конструкции ТП, РУ;
- 4) расчет токов короткого замыкания;
- 5) расчет и выбор устройств релейной защиты и автоматики;
- 6) проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения и на воздействие токов КЗ;
- 7) выбор и проверка электрических аппаратов;
- 8) экономическое обоснование проекта;
- 9) обеспечение безопасности и экологичности.

Ожидаемый результат от работы и от спроектированной системы электроснабжения заключается в бесперебойности снабжения потребителей, в минимизации потерь электроэнергии, экономической эффективности, а также в реализации надежной защиты и контроля.

Основные программные продукты, задействованные при написании работы: программно-вычислительный комплекс Mathcad, текстовый процессор Microsoft Word, программа для работы с электронными таблицами Microsoft Excel, векторный графический редактор Microsoft Visio.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Климат континентальный - выражается большими годовыми и суточными амплитудами температур воздуха; муссонность достигается северо-западными ветрами зимой и резким преобладанием летних осадков.

Среднегодовая температура воздуха: от 0°С до - 8°С. Средняя температура воздуха в июле +22°С. Абсолютный максимум +40°С. Средняя температура воздуха в январе -27°С. Абсолютный минимум - 38°С. Безморозный период - до 140 дней. Вегетационный период со средними температурами воздуха выше 10°С - около 86 дней.

Годовое количество осадков - от 43 мм до 700 мм. Выпадают преимущественно в теплый период. Дожди ливневые, бывает град. Зимой снежный покров достигает 35 см, среднегодовая скорость ветра достигает 3,6 м/с. Весной и осенью в отдельные дни скорость ветра достигает 20 м/с. Количество грозных часов в году достигает 60 часов.

Толщина стенки гололеда достигает 10 мм. Максимальный скоростной напор ветра на высоте до 15 метров над землей – до $50 \cdot 10^{-4} \text{ Н/м}^2$. По нормативной толщине стенки гололеда и по нормативному скоростному напору ветра данная местность относится к IV району [1].

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Потребители и их категория надежности

В отношении обеспечения надежности электроснабжения потребители подстанции относятся к электроприемникам II категории, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих и механизмов, нарушению нормальной деятельности медицинских учреждений, значительного числа сельских жителей. Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из них, допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой [15].

Подстанция «Ленинск» имеет 3 фидера 10 кВ, каждый из которых питает трансформаторные подстанции. Произведем суммирование потребителей, запитанных от ТП.

Найдем суммарную мощность для ТП-187, питающуюся от фидера 77.

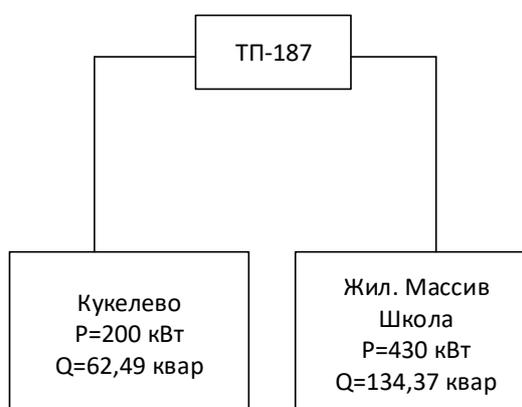


Рисунок 1 – Потребители, запитанные от ТП-187

$$P_{P.ТП} = \sum P_n, \quad (1)$$

где P – суммарная активная нагрузка, кВт;

$$Q_{P.ТП} = \sum Q, \quad (2)$$

где Q – суммарная реактивная нагрузка, квар;

$$P_{P.ТП} = 200 + 430 = 630 \text{ кВт.}$$

$$Q_{P.TП} = 62,49 + 134,37 = 196,87 \text{ квар.}$$

Для остальных подстанций расчет производится аналогичным способом.

В таблице 1 приведен полный перечень потребителей, запитанных от соответствующих подстанций и их суммарная активная и реактивная мощность.

Таблица 1 - Перечень потребителей и их суммарная мощность

№ фид	№ ТП	$P_{P.TП}$, кВт	$Q_{P.TП}$, квар	Потребитель
77	263	427,5	133,5	Ленинское, школа, жилмассив
	187	630	196,87	Кукелево, жилмассив, школа
	285	190	59,3	Кукелево, застава
	352	240	75	Ленинское, мастерские, гараж
85	204	450	140,62	Кукелево, жилмассив, почта, детсад, медпункт, магазин, котельная
	250	470	146,87	Ленинское, жилмассив, медпункт
	260	270	84,37	Ленинское, жилмассив
	261	440	137,5	Ленинское, почта, жилмассив, администрация, магазин, пекарня
	262	420	131,25	Ленинское: школа, детсад, котельная
	75	790	246,8	Ленинское, жилмассив, школа, котельная, детсад, АТС
86	90	430	134,3	Калинино, зерноток
	290	440	137,5	Чурки, жилмассив, фельдшерско-акушерский пункт (ФАП)

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Для нахождения расчетной мощности ТП необходимо знать суммарную активную и реактивную мощность.

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (3)$$

где $K_3 = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$P_{P.ТП}$ – активная мощность, кВт;

$Q_{P.ТП}$ – реактивная мощность, квар;

N_T – количество трансформаторов.

После нахождения расчетной мощности, необходимо выбрать трансформатор по следующему условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (4)$$

где $S_{T_{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$S_{расч}$ – расчетная мощность, кВА.

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3н/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot (N_T - 1)}, \quad (5)$$

Условие: $K_{3н/ав} \leq 1,4$

Фактический коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{N_T \cdot S_{T_{ном}}}, \quad (6)$$

Произведем расчет для выбора и проверки ТР на ТП-187.

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{630^2 + 196,87^2}}{0,7 \cdot 2} = 471,46 \text{ кВА.}$$

Принимаем мощность ТР: $S_{\text{ТНОМ}}=630$ кВА.

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{\text{зн.ав}} = \frac{660,04}{630} = 1.047 < 1,4$$

Условие соблюдается, трансформатор выбран правильно.

К установке на ТП - 187 принимаем два трансформатора марки ТМГ-630/10/0,4-У3 [2].

где Т – трансформатор трехфазный;

М – масляный;

Г – герметичный;

160 – номинальная мощность, кВА;

10 – напряжение ВН;

0,4 – напряжение НН;

У3 – климатическое исполнение и категория размещения.

Выбор остальных трансформаторов сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Выбор мощности трансформаторов и расчетные значения коэффициентов загрузки

Номер ТП	$P_{\text{р.тп}}$, кВт	$Q_{\text{р.тп}}$, квар	$S_{\text{р.тп}}$, кВА	$S_{\text{расч.}}$, кВА	$S_{\text{т}}$, кВА	K_3	$K_{\text{зпав}}$	Тип трансформатора ТП
263	427,5	133,5	447,86	319,9	400	0,56	1,12	ТМГ - 400/10/0,4-У3
187	630	196,87	660,044	471,46	630	0,52	1,04	ТМГ - 630/10/0,4-У3
285	190	59,3	199,03	142,17	160	0,62	1,24	ТМГ - 160/10/0,4-У3
352	240	75	251,44	179,6	250	0,503	1	ТМГ - 250/10/0,4-У3
204	450	140,62	471,45	336,75	400	0,58	1,17	ТМГ - 400/10/0,4-У3
250	470	146,87	492,41	351,72	400	0,61	1,23	ТМГ - 400/10/0,4-У3
260	270	84,37	282,87	202,05	250	0,56	1,13	ТМГ - 250/10/0,4-У3

261	440	137,5	460,98	329,27	400	0,57	1,15	ТМГ - 400/10/0,4-У3
262	420	131,25	440,03	314,3	400	0,55	1,1	ТМГ - 400/10/0,4-У3
75	790	246,8	827,67	591,19	630	0,65	1,31	ТМГ - 630/10/0,4-У3
90	430	134,3	450,48	321,77	400	0,56	1,12	ТМГ - 400/10/0,4-У3
290	440	137,5	460,98	329,27	400	0,57	1,15	ТМГ - 400/10/0,4-У3

3.2 Расчет потерь мощности в трансформаторах

Для нахождения потерь активной мощности в трансформаторе будем использовать следующую формулу, кВт:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_3^2 + \Delta P_x, \quad (7)$$

где ΔP_x – потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора, кВт;

ΔP_k – потери активной мощности в режиме короткого замыкания трансформатора, кВт;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Для нахождения потерь реактивной мощности в трансформаторе будем использовать следующую формулу, квар:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{p.mn}^2}{100 \cdot S_{ном}} + \frac{I_x \cdot S_{ном}}{100}, \quad (8)$$

где I_x – ток холостого хода, %;

u_k – напряжение короткого замыкания, %.

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе ТП - 187:

$$\Delta P_m = 2 \cdot (6,73 \cdot 0,52^2) + 2 \cdot 1,65 = 6,93 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_m = (2 \cdot (5,5 \cdot (660,044^2 / 2)) / 100 \cdot 630) + 2 \cdot (0,6 \cdot 630 / 100) = 30,83 \text{ квар.}$$

В таблице 3 указаны параметры, используемые для расчета потерь. Расчетные значения для остальных подстанций приведены в таблице 4.

Таблица 3 – Данные для расчета потерь в трансформаторах

Марка	№ ТП	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	K_3	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
1	2	3	4	5	6	7
ТМГ - 400/10/0,4-У3	263	0,7	4,5	0,56	0,83	5,5
ТМГ - 630/10/0,4-У3	187	0,6	5,5	0,52	1,65	6,73
ТМГ - 160/10/0,4-У3	285	0,9	4,5	0,62	0,45	3,1
ТМГ - 250/10/0,4-У3	352	0,8	5	0,503	0,7	4,2
ТМГ - 400/10/0,4-У3	204	0,7	4,5	0,58	0,83	5,5
ТМГ - 400/10/0,4-У3	250	0,7	4,5	0,61	0,83	5,5
ТМГ - 250/10/0,4-У3	260	0,8	5	0,56	0,7	4,2
ТМГ - 400/10/0,4-У3	261	0,7	4,5	0,57	0,83	5,5
ТМГ - 400/10/0,4-У3	262	0,7	4,5	0,55	0,83	5,5
ТМГ - 630/10/0,4-У3	75	0,6	5,5	0,65	1,65	6,73
ТМГ - 400/10/0,4-У3	90	0,7	4,5	0,56	0,83	5,5
ТМГ - 400/10/0,4-У3	290	0,7	4,5	0,57	0,83	5,5

Таблица 4 – Потери мощности в трансформаторах

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	$S_{т}$, КВА	$\Delta P_{т}$, кВт	$\Delta Q_{т}$, квар
263	427,5	133,5	447,86	5,11	19,39
187	630	196,87	660,044	6,93	30,83
285	190	59,3	199,03	3,28	6,71
352	240	75	251,44	3,52	9,311
204	450	140,62	471,45	5,36	20,88
250	470	146,87	492,41	5,75	22,27
260	270	84,37	282,87	4,03	10,72
261	440	137,5	460,98	5,23	20,21
262	420	131,25	440,03	4,98	18,91
75	790	246,8	827,67	8,98	44,15
90	430	134,3	450,48	5,11	19,55
290	440	137,5	460,98	5,23	20,21

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

4.1 Схема и конструкция ТП

Для условий сельской местности наиболее распространенными и удобными для использования являются комплектные трансформаторные подстанции наружного исполнения (КТПН). Комплектные трансформаторные подстанции собираются и комплектуются всем необходимым на заводах, а в местах, где их необходимо установить, они просто монтируются. Для установки подстанции используется кирпичный или бетонный фундамент.

В жилых и общественных зданиях для приема и распределения электрической энергии используют ВРУ (вводно-распределительное устройство), которое представляет собой совокупность электротехнических конструкций и аппаратов.

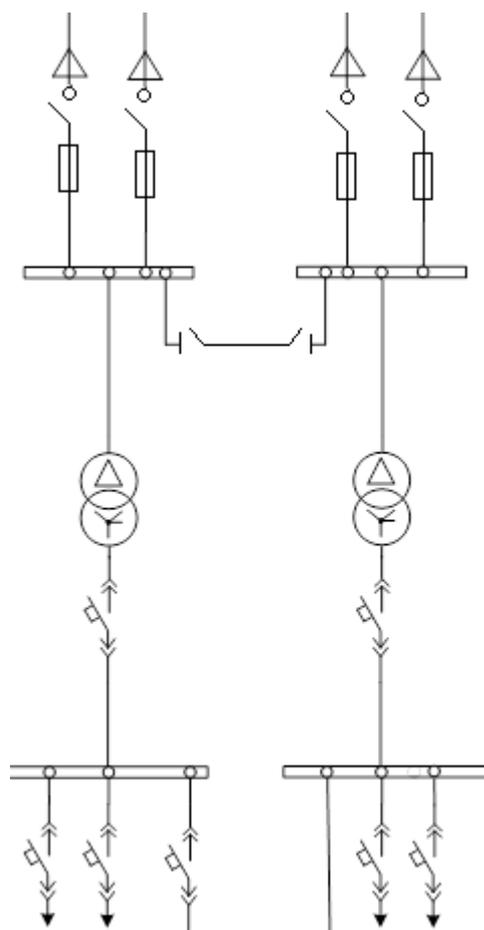


Рисунок 2 – Схема ТП 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами

5 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ

Для питания и электроснабжения промышленных предприятий, коммунальных сооружений и распределительной сети используют питающие сети напряжением 10 кВ.

5.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Для того, чтобы определить нагрузки на стороне высокого напряжения – 10 кВ, необходимо просуммировать мощность, которая протекает через силовой трансформатор и потери в нем.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.ТП} + \Delta P_T, \quad (9)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.ТП} + \Delta Q_T, \quad (10)$$

Определим нагрузки на стороне 10 кВ ТП-187:

$$P_{Р.ТП} = 630 + 6,93 = 636,93 \text{ кВт.}$$

$$Q_{Р.ТП} = 196,87 + 30,83 = 227,7 \text{ квар.}$$

Результаты расчета сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Электрические нагрузки на стороне высокого напряжения 10 кВ

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
263	427,5	133,5	5,11	19,39	432,61	138,16
187	630	196,87	6,93	30,83	636,93	227,7
285	190	59,3	3,28	6,71	193,28	66,01
352	240	75	3,52	9,311	243,52	84,31
204	450	140,62	5,36	20,88	455,36	161,5
250	470	146,87	5,75	22,27	475,75	169,14
260	270	84,37	4,03	10,72	274,03	95,09
261	440	137,5	5,23	20,21	445,23	157,71
262	420	131,25	4,98	18,91	424,98	150,16
75	790	246,8	8,98	44,15	798,98	290,95
90	430	134,3	5,11	19,55	435,11	15,85
290	440	137,5	5,23	20,21	445,23	157,71

5.2 Расчет электрических нагрузок РУ 10 кВ

Для определения расчетной электрической нагрузки распределительной сети 10 кВ, необходимо найти сумму расчетных нагрузок трансформаторов всех ТП, которые присоединены к распределительному пункту, умноженных на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок).

$$P_{Л.10} = k_y \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН}, \quad (11)$$

$$Q_{Л.10} = k_y \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН}, \quad (12)$$

где k_y – коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,75.

$$P_{Л.10} = 0,75 \cdot (5261,01) = 3945,75 \text{ кВт.}$$

$$Q_{Л.10} = 0,75 \cdot (1714,29) = 1285,71 \text{ квар.}$$

$$S_{Л.10} = 4149 \text{ кВА.}$$

Реактивная мощность, которую необходимо скомпенсировать, определяется следующим выражением:

$$Q_{ку.треб} = Q_{Л.10} - Q_H, \quad (13)$$

Коэффициент мощности $tg\varphi_n$, который задается энергосистемой для сетей 10 кВ равен 0,4 – предельный коэффициент мощности [8].

Реактивная мощность, которую целесообразно потреблять из системы, будет находится по формуле:

$$Q_H = P_{Л.10} \cdot tg\varphi_n, \quad (14)$$

$$Q_H = 3945 \cdot 0,4 = 1578 \text{ квар.}$$

$$Q_{ку.треб} = 1285,71 - 1578 = - 292,29 \text{ квар.}$$

В результате расчета экономически целесообразная реактивная мощность оказалась больше требуемой, проведение КРМ не требуется.

5.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Требования к выполнению и условиям выбора схем электрических соединений сетей систем электроснабжения аналогичны общим требованиям и условиям выбора схем электрических систем. Специфика требований заключается в особенной актуальности применения простых схем с минимальным количеством электрооборудования и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможности применения простейших, в том числе и неавтоматизированных сетей в системах электроснабжения необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей.

Применяют следующие схемы:

- радиально-магистральные распределительные сети без резервирования линий и трансформаторов;
- петлевые неавтоматизированные распределительные сети;
- петлевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением;
- радиально-магистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов (смешанные).

В проекте используется четвертый тип распределительной сети 10 кВ.

5.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Для определения сечения жил кабеля необходимо знать расчетный ток в нормальном режиме, а также необходимо выполнить проверку по допустимому току в послеаварийном режиме и проверку по допустимому падению напряжения.

Определение расчетного тока, протекающего в линии:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{р.л.}^2 + Q_{р.л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N}, \quad (15)$$

где N – количество цепей в линии.

Выбираем сечение проводника по полученному значению расчетного тока.

Необходимо рассчитать послеаварийный ток для проверки выбранного сечения:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (16)$$

$$I_{n/ав} \leq K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{дл.доп}, \quad (17)$$

где K_1 – поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят =1 [1];

K_2 – поправочный коэффициент проводов и кабелей, зависящий от способа прокладки, принят = 1 [1];

K_3 – поправочный коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме, принят =1,3, так как по условиям допустимой перегрузки по кабелю в послеаварийном режиме может протекать ток в 1,3 раза больше допустимого [1];

$I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток [1].

Используем кабель марки ААБл – силовой кабель, который имеет алюминиевые токопроводящие проводники (жилы) со специальной изоляцией, выполненной из электротехнического сорта бумаги, специально пропитанной вязким композитным составом. Кабель имеют алюминиевую оболочку.

Результаты расчета сведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетные данные для выбора сечения КЛ 10 кВ

Фидер	Участок сети	L, м	Р _{р.л.} , кВт	Q _{р.л.} , квар	I _{пав} , А	I _{расч} , А	I _{дл.доп} , А	F, мм ²	Марка
77	ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-263	1000	1506,34	516,18	91,93	45,96	110	35	ААБл

Продолжение таблицы 6

77	ТП-263 – ТП-187	900	1073,73	378,02	65,72	32,86	74	16	ААБЛ
	ТП-187 – ТП-285	750	436,8	150,32	26,67	13,35	74	16	ААБЛ
	ТП-285 – ТП-352	600	243,52	84,31	14,87	7,43	74	16	ААБЛ
85	ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-204	800	2874,33	1024,55	176,176	88,08	218	120	ААБЛ
	ТП-204 – ТП-250	700	2418,97	863,05	148,28	74,14	162	70	ААБЛ
	ТП-250 – ТП-260	550	1943,22	693,91	119,13	59,56	110	35	ААБЛ
	ТП-260 – ТП-261	900	1669,19	598,82	102,38	51,19	110	35	ААБЛ
	ТП-261 – ТП-262	450	1223,96	441,11	75,11	37,55	110	35	ААБЛ
	ТП-262 – ТП-75	437	798,98	290,95	49,09	24,54	74	16	ААБЛ
86	ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-90	1500	880,34	173,56	51,8	25,9	74	16	ААБЛ
	ТП-90 – ТП-290	964	445,23	157,71	27,27	13,63	74	16	ААБЛ

Расшифровка кабеля ААБЛ-3хХ:

А – алюминиевая токопроводящая жила;

А – алюминиевая оболочка;

Б – броня, двойная стальная лента;

Л – лавсановая лента в составе подушки;

3 – число жил в кабеле;

Х – сечение, мм².

5.5 Расчет электрических нагрузок РУ 10 кВ ПС «Ленинск»

Чтобы определить нагрузку на шинах распределительного устройства необходимо найти сумму нагрузки и потерь мощности в линиях. Результаты расчета приведены в таблице 7.

Расчет потерь в линии производится по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) \cdot r}{U^2}, \quad (18)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) \cdot x}{U^2}, \quad (19)$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} – активная и реактивная мощность, которая протекает в линии, кВт, квар;

x, r – удельное реактивное и активное сопротивления кабеля, Ом/км [3];

U – номинальное напряжение, кВ.

Таблица 7 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Фидер	Участок сети	L, м	P_{Σ} , кВт	Q_{Σ} , квар	r, Ом/км	x, Ом/км	ΔP , кВт	ΔQ , квар
77	ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-263	1000	1506,34	516,18	0,84	0,095	11,9	5,6
	ТП-263 – ТП-187	900	1073,73	378,02	1,94	0,113	7,5	3,9
	ТП-187 – ТП-285	750	436,8	150,32	1,94	0,113	3,9	1,56
	ТП-285 – ТП-352	600	243,52	84,31	1,94	0,113	1,5	0,7

Продолжение таблицы 7

85	ПС «Ленинск » 10 кВ – ТП-204	800	2874,33	1024,5 5	0,261	0,081	18,85	9,78
	ТП-204 – ТП-250	700	2418,97	863,05	0,447	0,086	16,32	8,11
	ТП-250 – ТП-260	550	1943,22	693,91	0,84	0,095	14,5	7,2
	ТП-260 – ТП-261	900	1669,19	598,82	0,84	0,095	12,4	6,1
	ТП-261 – ТП-262	450	1223,96	441,11	0,84	0,095	11,6	5,2
	ТП-262 – ТП-75	437	798,98	290,95	1,94	0,113	6,4	3,1
86	ПС «Ленинск » 10 кВ – ТП-90	1500	880,34	173,56	1,94	0,113	7,3	3,98
	ТП-90 – ТП-290	964	445,23	157,71	1,94	0,113	4,1	2,09

Суммарное значение потерь во всей схеме:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i, \quad (20)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i, \quad (21)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = (11,9+7,5+3,9+1,5+18,85+16,32+14,5+12,4+11,6+6,4+7,3+4,1) = 116,27 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (5,6+3,9+1,56+0,7+9,78+8,11+7,2+6,1+5,2+3,1+3,98+2,09) = 57,32 \text{ квар.}$$

Электрическая нагрузка на стороне 10 кВ распределительного устройства:

$$P_{PI.10} = P_{JI.10} + \Delta P_{\Sigma}, \quad (22)$$

$$Q_{PI.10} = Q_{JI.10} + \Delta Q_{\Sigma}, \quad (23)$$

$$P_{PI.10} = 3945,75 + 116,27 = 4062,02 \text{ кВт.}$$

$$Q_{PI.10} = 1285,71 + 57,32 = 1343,03 \text{ квар.}$$

$$S_{PI.10} = 4278 \text{ кВА.}$$

6 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РУ

Распределительное устройство 10 кВ состоит двух секций шин, которые секционированы выключателем и имеют устройство АВР (автоматический ввод резерва) – с автоматическим подключением к резервному источнику питания в случае потери основного. Схема РУ должна быть выполнена таким образом, чтобы была возможность развития и дальнейшего расширения. Также необходимо соблюдать требования к РЗА.

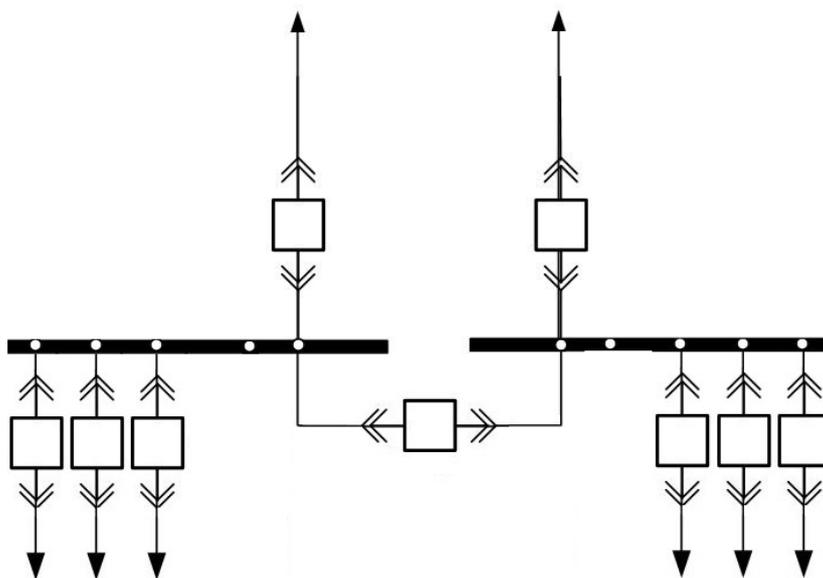


Рисунок 3 – Схема распределительного устройства

Отключенное положение секционного выключателя в нормальном режиме позволяет снизить токи КЗ. РУ 10 кВ собрано из типовых унифицированных блоков (ячеек), которые собраны и скомплектованы на заводе. В шкафах находятся выключатели, ТТ, ТН, устройства РЗА и другое оборудование, которое зависит от желания и нужд заказчика.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ производится с рядом допущений:

- Трехфазная система является симметричной;
- Не учитывается насыщение магнитных систем, то есть, индуктивные сопротивления в процессе КЗ не изменяются;
- Фазы ЭДС источника не изменяются в процессе КЗ;
- Напряжение на шинах источника принимается неизменным;
- Аперiodическая составляющая тока КЗ не подсчитывается, так как длительность КЗ в удаленных точках превышает 0,15 с (аперiodическая составляющая за это время затухает).

Для расчета токов КЗ составляется расчетная упрощенная схема, которая изображена на рисунке 4. В ней учитывается источник питания (энергосистема), трансформаторы, а также линии электропередачи.

Ток КЗ для выбора токоведущих частей и аппаратов рассчитывается при нормальном режиме работы подстанции.

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой указываются сопротивления всех элементов и намечаются точки для расчетов токов КЗ. Схема замещения представлена на рисунке 5.

7.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Основное напряжение находится по формуле:

$$U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}, \quad (24)$$

Сопротивление системы будет находится по следующей формуле:

$$X_c = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c}, \quad (25)$$

Для определения трехфазного тока КЗ воспользуемся следующей формулой:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\text{осн}}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (26)$$

где Z – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки короткого замыкания:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{\text{л}} + x_{\text{с}})^2 + (\sum r_{\text{л}})^2}, \quad (27)$$

где $x_{\text{л}}, r_{\text{л}}$ – активное и реактивное сопротивление линии, Ом.

Сопротивление линии:

$$x_{\text{л}} = x_{\text{уд}} \cdot l, \quad (28)$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км.

$$r_{\text{л}} = r_{\text{уд}} \cdot l, \quad (29)$$

где $r_{\text{уд}}$ – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км.

Двухфазный ток КЗ находится по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (30)$$

Ударный ток находится по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (31)$$

Ударный коэффициент находится по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (32)$$

Постоянная времени затухания находится по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}, \quad (33)$$

Выполним расчет токов короткого замыкания:

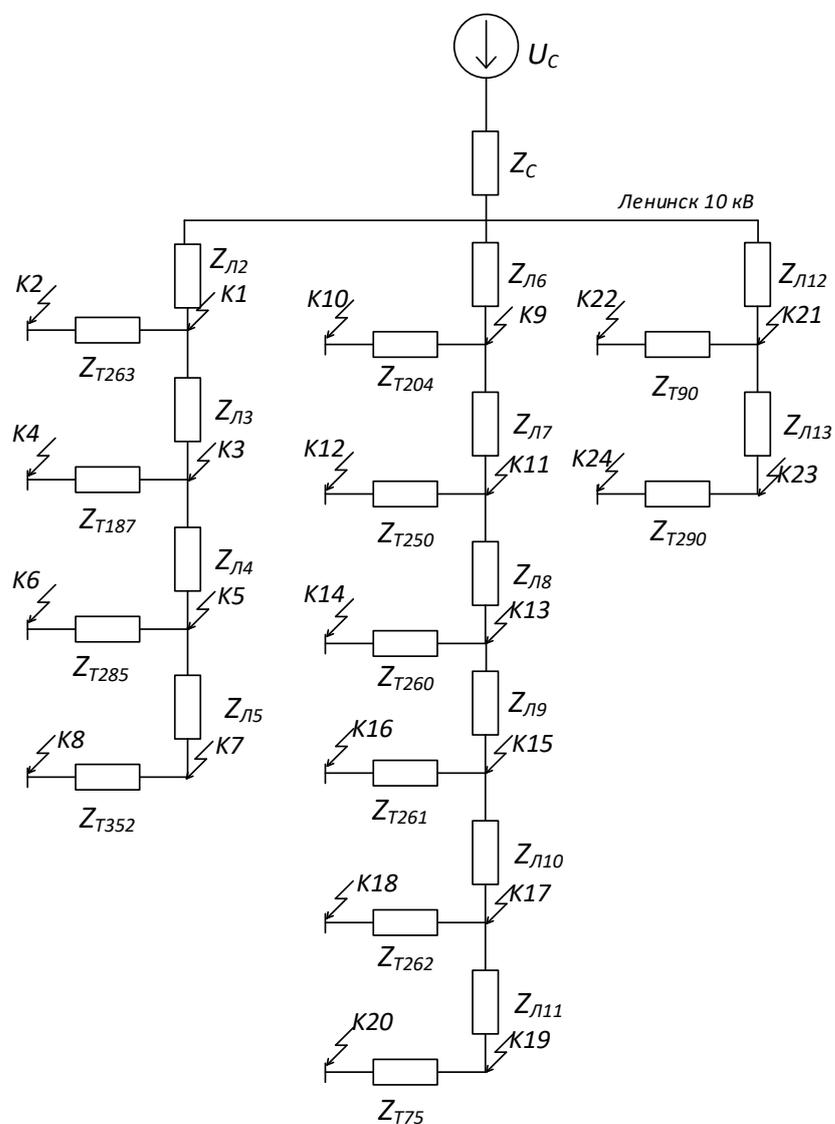


Рисунок 4 – Общая схема замещения

Схема для выполнения расчета:

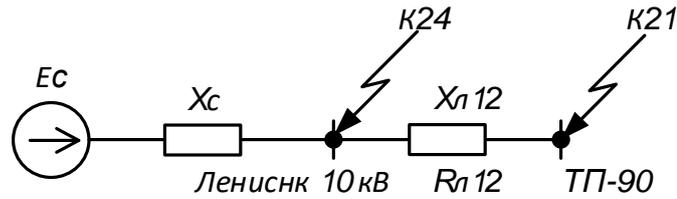


Рисунок 5 – Схема замещения первого участка для расчета токов КЗ на стороне 10 кВ

Выполним расчет токов короткого замыкания в т. К21 (на шинах ВН ТП-90):

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,98} = 0,607 \text{ Ом.}$$

$$x_l = 0,113 \cdot 1,5 = 0,1695 \text{ Ом.}$$

$$r_l = 1,94 \cdot 1,5 = 2,91 \text{ Ом.}$$

$$Z = \sqrt{(0,607 + 0,1695)^2 + 2,91^2} = 3,011 \text{ Ом.}$$

$$I_k^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,011} = 2,019 \text{ кА.}$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,019 = 1,74 \text{ кА.}$$

$$T_a = \frac{0,7765}{314 \cdot 2,91} = 0,0008$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0008}} = 1$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 2,019 = 2,85 \text{ кА.}$$

Токи для остальных точек находятся аналогичным методом.

Результаты расчета сведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Фидер	т. КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	T_a	$i_{уд}$, кА
Ленинск РУ 10 кВ	К24	9,987	8,649	0,0005	14,124
77	К1	4,18	3,62	0,028	7,111
	К3	2,239	1,939	0,0002	2,239
	К5	1,466	1,269	0,0002	1,466
	К7	1,146	0,992	0,0002	1,146
85	К9	8,617	7,463	0,01	11,864
	К11	6,744	5,841	0,004	7,464
	К13	4,819	4,173	0,002	4,913
	К15	3,117	2,699	0,001	3,123
	К17	2,629	2,277	0,001	2,631
	К19	1,945	1,684	0,001	1,945
86	К21	2,019	1,74	0,0008	2,013
	К23	1,247	1,08	0,0005	1,247

7.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП и в конце каждой отходящей линии [14].

Основное напряжение:

$$U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}, \quad (34)$$

Для определения трехфазного тока КЗ воспользуемся следующей формулой:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (35)$$

где Z – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки короткого замыкания:

$$Z = \sqrt{(\sum x + x_c)^2 + (\sum r)^2},$$

где $\sum r, \sum x$ - суммарное активное и реактивное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Реактивное сопротивление трансформатора определяется по следующей формуле:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}, \quad (36)$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{осн}^2}{S_T}, \quad (37)$$

где ΔP_k – потери мощности короткого замыкания, Вт;

S_T – номинальная мощность трансформатора, кВА;

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

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_T = \frac{u_{к\%} \cdot U_{осн}^2}{S_T}, \quad (38)$$

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

Ток однофазного короткого замыкания будем определять с помощью метода симметричных составляющих:

$$I_k^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{осн}}{z_0}, \quad (39)$$

где z_0 – сопротивление однофазного короткого замыкания, Ом.

Полное сопротивление однофазного КЗ определяется как:

$$z_0 = \sqrt{(r_{III} + r_{OII} + r_{HII})^2 + (x_{III} + x_{OII} + x_{HII})^2}, \quad (40)$$

где r_{III} , x_{III} – активное и реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом;

r_{OII} , x_{OII} – активное и реактивное сопротивление обратной последовательности, (для линий и трансформаторов принимается равное прямой) Ом;

r_{HII} , x_{HII} – активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом.

Для примера произведем расчет для ТП-90, которая питается от РУ 10 кВ ПС Ленинск.

Расчетная схема показана на рисунке 6.

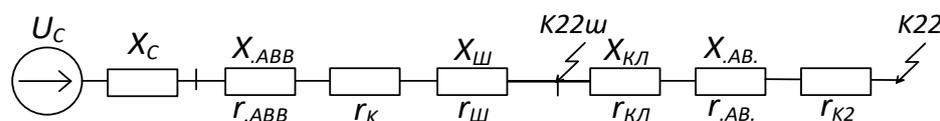


Рисунок 6 – Схема замещения прямой и обратной последовательности для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Выполним расчет токов КЗ для точки К22 и точки К22ш.:

Все сопротивления приведены к низкой стороне 0,4 кВ.

Сопротивления трансформатора:

$$r_T = \frac{5500 \cdot 0,4^2}{400^2} = 0,0055 \text{ Ом.}$$

$$z_T = \frac{4,5 \cdot 0,4^2 \cdot 1000}{100 \cdot 400} = 0,018 \text{ Ом.}$$

$$x_T = \sqrt{0,018^2 - 0,0055^2} = 0,017 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы:

$$X_{C90} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa 2}^{(3)}} \cdot \frac{U_{осн 2}^2}{U_{осн}^2}, \quad (41)$$

$$X_{C90} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,019} \cdot \frac{0,4^2}{10,5^2} = 0,0043 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление до точки короткого замыкания:

$$z_{22u} = \sqrt{(x_{C90} + x_T + x_u + x_{авв.90})^2 + (r_T + r_u + r_{\kappa} + r_{авв.90})^2}, \quad (42)$$

$$z_{22u} = \sqrt{(0,0043 + 0,017 + 6,2 \cdot 10^{-5} + 7 \cdot 10^{-5})^2 + \left(\begin{matrix} 0,0055 + 3,4 \cdot 10^{-5} + \\ + 0,015 + 1,3 \cdot 10^{-4} \end{matrix} \right)^2} = 0,03 \text{ Ом.}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,03} = 7,69 \text{ кА.}$$

$$z_{22} = \sqrt{\left(x_{C90} + x_T + x_u + x_{\kappa л 90} + x_{ав.90} + x_{авв.90} \right)^2 + \left(r_T + r_u + r_{\kappa} + r_{\kappa 2} + r_{авв.90} + r_{\kappa л 90} + r_{ав.90} + r_{авв.90} \right)^2} \quad (43)$$

$$z_{22} = \sqrt{\left(0,0043 + 0,017 + 6,2 \cdot 10^{-5} + 0,043 + 1,9 \cdot 10^{-4} + 7 \cdot 10^{-5} \right)^2 + \left(0,0055 + 3,4 \cdot 10^{-5} + 0,015 + 0,02 + 0,029 + 2,5 \cdot 10^{-4} + 1,3 \cdot 10^{-4} \right)^2} = 0,095 \text{ Ом.}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,095} = 2,43 \text{ кА.}$$

$$z_{0u} = \sqrt{\left(2 \cdot (x_{C90} + x_T + x_{авв.90} + x_u) + x_T^{III} + x_{авв.90}^{III} + x_u^{III} \right)^2 + \left(3 \cdot (r_{авв.90} + r_T + r_{\kappa л 2} + r_{\kappa} + r_u + r_{перех.}) \right)^2} = 0,123 \text{ Ом.} \quad (44)$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{0,123} = 5,64 \text{ кА.}$$

$$z_0 = \sqrt{\left((x_{\Sigma 90} + 2 \cdot (x_{ав.90} + x_{КЛ90}) + x_{ав.90}^{HII} + x_{КЛ.90}^{HII}) \right)^2 + (r_{\Sigma 90} + 3 \cdot (r_{ав.90} + r_{КЛ.90} + r_{к.2}))^2} = 0,316 \text{ Ом.} \quad (45)$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{0,316} = 2,19 \text{ кА.}$$

Результаты расчета сведем в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Фидер	Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА
77	К2Ш	8,01	7,31
	К2	6,32	5,23
	К4Ш	7,56	6,10
	К4	5,12	4,11
	К6Ш	6,29	5,27
	К6	3,18	2,16
	К8Ш	4,54	3,10
	К8	2,21	1,11
85	К10Ш	9,37	8,42
	К10	6,14	5,19
	К12Ш	8,78	7,23
	К12	5,15	4,65
	К14Ш	7,85	6,4
	К14	4,93	3,64
	К16Ш	6,75	5,43
	К16	3,64	2,98
	К18Ш	5,64	4,74
	К18	2,97	1,98
	К20Ш	4,93	3,92
	К20	1,99	1,01
86	К22Ш	7,69	5,64
	К22	2,43	2,19
	К24Ш	6,23	4,28
	К24	2,02	1,24

8 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Для выполнения условия термической стойкости, необходимо выполнение неравенства: найденное минимальное сечение кабеля должно быть меньше, чем выбранное сечение для данного кабеля.

Определим постоянную времени по следующей формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}, \quad (46)$$

Тепловой импульс найдем по формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot [t_{откл} + T_a \cdot (1 - e^{\frac{-20,01}{T_a}})], \quad (47)$$

$$t_{откл} = t_{с.в} + t_{р.з}, \quad (48)$$

где $t_{с.в}$ – полное собственное время отключения выключателя, $t_{с.в} = 0,03$ с;

$t_{р.з}$ – время срабатывания релейной защиты, $t_{р.з} = 0,1$ с.

Минимальное сечение кабеля определим по следующей формуле:

$$S_{мер} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (49)$$

где C_m – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника. Коэффициент взятый для алюминиевых кабелей =

$$94 \frac{A^2 \cdot c}{мм^2}.$$

Выполним расчет для проверки кабеля ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-204.

$$B_k = 8,617^2 \cdot [0,13 + 0,01 \cdot (1 - e^{-20,01/0,01})] = 10,295 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$S_{тер} = \frac{\sqrt{10,295 \cdot 10^3}}{94} = 1,079 \text{ мм}^2.$$

Условие термической стойкости выполняется и выбранный кабель проходит по термической стойкости: $120 \text{ мм}^2 > 1,079 \text{ мм}^2$. Сечение для остальных кабелей должно быть не меньше $1,079 \text{ мм}^2$.

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Для выбранного сечения кабелей 10 кВ, необходимо провести проверку по допустимой потере напряжения.

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_{ном}}, \quad (50)$$

Сделаем расчет для участка ПС Ленинск КРУ 10 кВ –ТП-204:

$$\Delta U = \frac{2874,33 \cdot 0,2088 + 1024,55 \cdot 0,0648}{10000} = 1,381\%.$$

Отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$.

Результаты расчета приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Фид	Кабель	I _{ПА} , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	L, км	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7
77	ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-263	91,93	0,84	0,095	1000	1,3
	ТП-263 – ТП-187	65,72	1,94	0,113	900	1,24
	ТП-187 – ТП-285	26,67	1,94	0,113	750	1,2
	ТП-285 – ТП-352	14,87	1,94	0,113	600	1
85	ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-204	176,176	0,261	0,081	800	1,381
	ТП-204 – ТП-250	148,28	0,447	0,086	700	1,24
	ТП-250 – ТП-260	119,13	0,84	0,095	550	1,09
	ТП-260 – ТП-261	102,38	0,84	0,095	900	1,01

Продолжение таблицы 10

85	ТП-261 – ТП-262	75,11	0,84	0,095	450	0,9
	ТП-262 – ТП-75	49,09	1,94	0,113	437	0,75
86	ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-90	51,8	1,94	0,113	1500	0,8
	ТП-90 – ТП-290	27,27	1,94	0,113	964	0,4

Падение напряжения в сети 10 кВ не выходит за допустимые пределы отклонения.

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

10.1 Определение максимальных рабочих токов на стороне 10 кВ

Максимальными рабочие токи определяются как:

$$I_{\text{max.раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (51)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} – суммарные расчетные активная и реактивная мощности, протекающие в сети данного класса напряжения, кВт, квар;

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

Для стороны 10 кВ, по исходным данным раздела 7 имеем:

$$P_{\Sigma} = 4062,02 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\Sigma} = 1343,03 \text{ квар.}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{max.раб.10}} = \frac{\sqrt{4062,02^2 + 1343,03^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 247,2 \text{ А.}$$

10.2 Выбор и проверка комплектных распределительных устройств

10.2.1 Выбор КРУ 10 кВ

В качестве распределительного устройства на стороне 10 кВ применяем КРУ.

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

Для КРУ 10 кВ применены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей вкатные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУ внутренней установки 10 кВ компании «СИБЭЛЕКТРОЩИТ» марки К-61 со встроенными выключателями марки ВВ/Tel-10-20/630 УХЛ1.

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствие с алгоритмом.

Проведем проверку для КРУ 10 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (52)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (53)$$

$$2500 \text{ А} \geq 247,2 \text{ А}$$

3) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, \quad (54)$$

$$51 \text{ кА} \geq 9,987 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (55)$$

$$51 \text{ кА} \geq 14,124 \text{ кА.}$$

4) По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$W_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (56)$$

где $I_{\text{п.о}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ;

$t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{рз}}, \quad (57)$$

где $t_{\text{с.в.о}}$ – собственное время отключения силового выключателя на КРУ

10 кВ, принимается 0,03 с;

$t_{\text{рз}}$ – время срабатывания цифровой релейной защиты, принимается 0,1 с.

$$t_{\text{откл}} = 0,03 + 0,1 = 0,13 \text{ с.}$$

$$B_{к.ном} \geq B_{к}, \quad (58)$$

$$B_{к} = 9,987^2 \cdot 0,13 = 12,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 12,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 247,2 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,124 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 12,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки К-61 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

10.2.2 Выбор РУ 0,4 кВ

Для РУ 0,4 кВ применяем шкаф распределительный низкого напряжения серии ШРНН – производитель «СИБЭЛЕКТРОЦИТ».

Шкафы собраны из крепкого стального каркаса и навесных боковых панелей. Имеется возможность собрать шкафы любых размеров, под различные системы энергораспределения.

Шкафы обладают следующими преимуществами:

- обеспечивают максимальную безопасность;
- система блокировок;
- гибкая система разделения;
- открывание дверей в любую сторону, при использовании возможности перевешивания дверей;
- быстрый доступ к устройствам для регулировки и настройки;

- простота в обслуживании;
- эффективная система вентиляции;
- современный и удобный дизайн.

Основные технические параметры и характеристики приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Основные технические характеристики

Номинальные параметры:	
Номинальное рабочее напряжение, В.	400
Номинальный ток, А.	≤ 2500
Номинальная стойкость к импульсному току, кА.	220
Номинальная стойкость к кратковременному току, кА за 1 сек.	100
Внешние габариты, мм:	
Ширина	400/600/800/1000/1200
Глубина	400/600/800
Высота	2000

10.3 Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 10 кВ

Выключатель – это основной аппарат для коммутаций в электрических установках, который предназначен для отключения и включения токовой цепи в любых режимах работы.

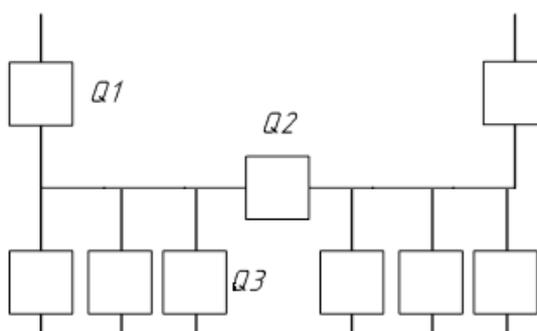


Рисунок 7 – Размещение выключателей

Выключатели находятся в ячейках силовых выключателей и в ячейке секционного выключателя. Когда силовой выключатель включен, заземляющие

ножи блокируются для предотвращения аварий из-за ошибочных действий персонала.

В приводе силового выключателя находятся следующие элементы:

- привод силового выключателя;
- электромоторный привод;
- индикатор, который показывает расположение силового выключателя;
- кнопка для включения и отключения силового выключателя;
- счетчик коммутационных циклов;
- механизм блокировки силового выключателя относительно

заземляющих ножей;

- индикатор, который показывает момент, когда пружины взведены.

Проведем проверку для выключателя КРУ 10 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (59)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}, \quad (60)$$

$$630 \text{ А} \geq 247,2 \text{ А}.$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{ном.отк} \geq I_{пт}, \quad (61)$$

$$20 \text{ кА} \geq 9,987 \text{ кА}.$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.ном} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.отк}, \quad (62)$$

где
$$\beta_{ном} = \frac{i_{\alpha.ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{отк}}, \quad (63)$$

$$\beta_{\text{НОМ}} = \frac{11,31}{\sqrt{2} \cdot 20} = 0,4$$

$$i_{\alpha, \text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА.}$$

$$i_{\alpha, \tau} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 9,987 = 7,98 \text{ кА.}$$

$$11,31 \text{ кА} \geq 7,98 \text{ кА.}$$

4) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, \quad (64)$$

$$20 \text{ кА} \geq 9,987 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (65)$$

$$51 \text{ кА} \geq 14,124 \text{ кА.}$$

5) По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (66)$$

где $t_{\text{откл}}$ — полное время отключения КЗ, складывается из времени отключения выключателя, выдержки времени и времени действия РЗ;

$I_{\text{п.о}}$ — периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{рз}}, \quad (67)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,03 + 0,1 = 0,13 \text{ с.}$$

$$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}, \quad (68)$$

$$B_{\text{к}} = 9,987^2 \cdot 0,13 = 12,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_{\text{к.НОМ}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 12,096 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Условия выбора и проверки силовых выключателей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 247,2 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 9,987 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 7,98 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,124 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 9,987 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,124 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 9,987 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 12,096 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранный выключатель ВВ/Тел-10-20/630 принимаем к уставновке [16].

10.4 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЩ-10-400-0,5S/10P/10P УХЛ1 [17].

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (69)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

2) По току:

$$I_{маx} \leq I_{ном}, \quad (70)$$

$$400 \text{ А} \leq 247,2 \text{ А}.$$

3) По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (71)$$

$$100 \text{ кА} \geq 14,124 \text{ кА}.$$

4) По термической стойкости:

$$B_{к.ном} \geq B_{к}, \quad (72)$$

$$B_k = 9,987^2 \cdot 0,13 = 12,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 12,96 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (73)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \quad (74)$$

Сопротивление контактов r_k принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 14 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУ 10 кВ.

Таблица 14 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2\text{н}} = \frac{S_{2\text{н}}}{I_2^2}, \quad (75)$$

где $S_{2Н}$ - номинальная мощность ТТ;

$I_2=5А$ -вторичный ток ТТ.

$$Z_{2Н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (76)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом.}$$

Выбираем провод сечение $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (77)$$

где ρ – удельное сопротивление проводов;

l – длина соединительный проводов;

q – удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом.}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 247,2 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 14,124 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 12,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

10.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10-УХЛ1 [18].

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

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (78)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Условия выбора:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (79)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

- 2) По конструкции и схеме соединения обмоток;
 Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;
 3) По классу точности: 0,2;
 4) По вторичной нагрузке.

Мощность подключаемых приборов приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	6	30
Варметр	СТ-3021	5	6	30
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	6	45
Итого				117

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 117 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

10.6 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{раб.мах} = 247,2 \text{ А}$.

Принимаем алюминиевые прямоугольного шины АДЗ1Т1 сечением 160

мм², с номинальным током $I_{\text{раб.мах}} = 630 \text{ А}$.

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (80)$$

$$630 \text{ А} \leq 247,2 \text{ А}.$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрорными изоляторами принимается равной $L=1,5 \text{ м}$.

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (81)$$

$$W_{\text{к.ном}} = 1,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (82)$$

$$W_{\text{к.ном}} = 9,987^2 \cdot 1 = 99,74 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$99,74 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{W_{\text{к}}}}{C}, \quad (83)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{99,74 \cdot 10^6}}{90} = 110,9 \text{ мм}^2.$$

где $C=90$ - для алюминиевых шин.

$$q_{\text{min}} \leq q = S, \quad (84)$$

$$110,78 \text{ мм}^2 \leq 160 \text{ мм}^2.$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (85)$$

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

a - расстояние между фазами, м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{14,124^2}{0,2} = 173,5 \text{ Н/м}.$$

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

МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (86)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot L^2}{6}, \quad (87)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{173,5 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 10,41 \text{ МПа.}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$.

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$.

$$10,41 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 247,2 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 99,74 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 160 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 110,9 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} \leq q$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 10,41 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

10.7 Выбор и проверка изоляторов

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

$$1. \text{ По номинальному напряжению } U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (88)$$

$$2. \text{ По допустимой нагрузке } F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (89)$$

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

$F_{\text{доп}}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

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

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-3,75У1 с допустимой нагрузкой на изгиб [19]:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (90)$$

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

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 1,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (91)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{14124^2}{0,2} = 241,5 \text{ Н.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$I_{\text{раб.тах}} \leq I_{\text{ном}}$
$F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 241,5 \text{ Н}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$

Таким образом, опорный изолятор ИО-10-3,75У1 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

10.8 Выбор ОПН 10 кВ

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования распределительного устройства подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Конструкция ОПН весьма проста – в ее основе лежит столб из нелинейных сопротивлений (варисторов), имеющий лишь две геометрические характеристики – высоту колонки и ее диаметр. Оказывается, что многие характеристики современных ОПН различных производителей связаны друг с другом и определяются его наибольшим рабочим напряжением (зависит от высоты колонки варисторов) и энергоемкостью (зависит от диаметра колонки варисторов). Поэтому обращать внимание необходимо, прежде всего, на две эти величины.

К основным параметрам ограничителя относятся:

1. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
2. Номинальное напряжение, номинальный разрядный ток, класс пропускной способности;
3. Уровни остающихся напряжений при коммутационных и грозовых импульсах;
4. Величина тока срабатывания противозрывного устройства;
5. Длина пути утечки внешней изоляции.

Параметры выбранных ОПН внесены в таблицу 20.

На всех классах напряжений использованы ОПН третьего класса энергоемкости.

Таблица 20 – Параметры ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10

Продолжение таблицы 20

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	10,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	37
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбранные в разделе ОПН позволят обезопасить подстанцию от коммутационных и набегающих грозových перенапряжений.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

11.1 Основные требования и особенности выполнения

Основные требования к РЗА [11]:

- 1) селективность;
- 2) быстродействие;
- 3) чувствительность;
- 4) надежность.

Не смотря на основные требования, устройства релейной защиты должны быть удобны при эксплуатации, просты и экономичны.

11.2 Защита распределительных сетей 10 кВ

Учитывая требования к релейной защите [4], первая ступень защиты должна быть выполнена в виде токовой отсечки (ТО); вторая ступень защиты выполняется в виде максимальной токовой защиты (МТЗ). Сириус-2-Л – микропроцессорное устройство, с помощью которого выполняется релейная защита, автоматика, управление и сигнализация присоединений с напряжением 6–35 кВ.

Сириус-2-Л помогает обеспечить высокую надежность, быстродействие, высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, которые позволяют снизить ступени селективности и повысить чувствительность защиты.

Микропроцессорные терминалы Сириус-2Л обеспечивают совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, что заметно упрощает ее внедрение.

11.2.1 Расчёт токовой отсечки

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.ТО} = I_K^{(3)} \cdot k_H, \quad (92)$$

где k_H – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_K^{(3)}$ – трехфазный ток в конце линии.

$$I_{с.то} = 8,617 \cdot 1,2 = 10,3 \text{ кА.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности, по следующим формулам:

$$k_{ч2.то} = \frac{I_H^{(2)}}{I_{с.то}} \geq 2, \quad (93)$$

где $I_H^{(2)}$ – двухфазный ток короткого замыкания в начале линии.

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = 9,987 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 8,649 \text{ кА.}$$

$$k_{ч2.то} = \frac{8,649}{10,3} = 0,83$$

Отсечка не обладает достаточной чувствительностью, т.к $K_{ч} < 2$.

11.2.2. Расчёт максимальной токовой защиты

Максимальный нагрузочный ток:

$$I_{с.мтз} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_v} \cdot I_{нагр}, \quad (94)$$

где K_z , $K_{сзап}$, K_v – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ($K_z=1,2$, $K_{сзап}=1,2$ и $K_v=0,85$ для Сириус – 2Л);

$I_{нагр}$ – ток, протекающий по ВЛ, отходящего присоединения.

$$I_{нагр} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (95)$$

$$I_{нагр} = \frac{3051}{\sqrt{3} \cdot 10} = 176,3 \text{ А.}$$

$$I_{с.мтз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 176,3 = 298,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{с.мтз}}}{k_m}, \quad (96)$$

где k_m – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{\text{ср}} = \frac{298,6}{300/5} = 4,97 \text{ А.}$$

Принимаем к установке уставку, равную 5 А.

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{300/5}{1} \cdot 5 = 300 \text{ А.}$$

Минимальный ток в реле при двухфазном коротком замыкании за кабелем:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = 8,617 \frac{\sqrt{3}}{2} = 7,463 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч.мтз}} = \frac{7463}{300} = 24,8 > 1,5$$

Выдержка времени 0,5 с.

11.2.3 Защита от замыкания на землю

В электрических сетях 3-35 кВ используется изолированная нейтраль и фактическое значение токов замыкания на землю не превышает 20-30 А [13].

Ток замыкания на землю находится по следующей формуле:

$$I_{\text{ЗНЗ}} = K \cdot \left(\frac{U \cdot I_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (97)$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли ($K = 1,25 - 1,35$);

$l_{\text{кл}\Sigma}$ – суммарная длина кабельных линий, км.

$$I_{\text{ЗНЗ}} = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 9,551}{10} \right) = 12,43 \text{ А.}$$

В режиме работы с изолированной нейтралью допускается действие защит от ОЗЗ только на сигнал.

При срабатывании защиты на сигнал, персонал обязан приступить к поиску места, где произошло замыкание. Если установлена селективная защита это выполняется с помощью сигнальных элементов, а при ее отсутствии, с помощью кратковременного отключения и включения линий и фиксации напряжения нулевой последовательности.

Принципы срабатывания защиты от ОЗЗ:

- контроль напряжения нулевой последовательности $3U_0$;
- контроль мощности нулевой последовательности;
- измерение переходных токов и напряжений нулевой последовательности при возникновении ОЗЗ.

11.3 Защита трехобмоточного трансформатора ТДТН-25000110/35/10

11.3.1 Описание принятой цифровой защиты

В качестве цифровой релейной защиты трансформатора рассматривалась защита на базе RET670, разработанной компанией АBB RET670 обеспечивает быстродействующую и селективную защиту, мониторинг и управление двух- и трехобмоточных трансформаторов, автотрансформаторов, блоков генератор-трансформатор, фазорегуляторов, специальных трансформаторов для применения в железнодорожной промышленности и шунтирующих реакторов. RET670 предназначен для правильного функционирования в условиях широкого изменения частоты энергосистемы во время аномальных режимов, а также переходных режимах включения/отключения генератора, мощного двигателя [24].

11.3.2 Расчет параметров срабатывания защиты

Проведем расчет параметров срабатывания устройства RET670 при его использовании для защиты трансформатора типа ТДТН-25000110/35/10 кВ с параметрами, представленными в таблице 21.

Таблица 21 – Исходные данные

Наименование параметра	Значение
Схема соединения	Y/Y/Д-0-11
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	110
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	35
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10

Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого трансформатора.

Рабочие номинальные токи каждой стороны:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (98)$$

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 100} = 131,3 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМСН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 412,8 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1445 \text{ А.}$$

Рабочие токи, протекающие в ТТ:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{131,3}{\frac{150}{5}} = 4,37 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = \frac{412,8}{\frac{500}{5}} = 4,128 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{1445}{\frac{2000}{5}} = 3,61 \text{ А.}$$

Произведем проверку обеспечения цифрового выравнивания:

$$0,1 < \frac{I_{\text{раб.макс.вт}}}{I_{\text{ном.т}}} < 4, \quad (99)$$

где $I_{\text{раб.макс.вт}}$ – первичный рабочий максимальный ток присоединения, подключенного к рассматриваемому аналоговому входу;
 $I_{\text{ном.т}}$ – номинальный ток рассматриваемого аналогового входа устройства.

Для стороны ВН:

$$0,1 < 0,87 < 4$$

Для стороны СН:

$$0,1 < 0,82 < 4$$

Для стороны НН:

$$0,1 < 0,72 < 4$$

Для всех сторон условия выполняются, т.е. цифровое выравнивание амплитуд токов плеч обеспечивается.

Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты.

Как известно, полная погрешность ТТ в установившемся режиме не должна превышать 10% при максимальном токе внешнего КЗ (или максимальном сквозном токе). В переходных режимах КЗ часто происходит насыщение ТТ, которое приводит к увеличению их погрешностей и искажению формы кривой вторичного тока. Возрастание погрешностей ТТ приводит к появлению значительных токов небаланса дифференциальной защиты.

Параметрирование данных:

Номинальные напряжения сторон задаются в соответствии с исходными данными защищаемого трансформатора, т.е. равными соответственно:

$$U_{\text{ном.ВН}} = 110 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{ном.СН}} = 35 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{ном.НН}} = 10 \text{ кВ.}$$

Номинальные токи обмоток ВН, СН и НН равны соответственно:

$$I_{\text{номВН}} = 131,3 \text{ А.}$$

$$I_{\text{номСН}} = 412,8 \text{ А.}$$

$$I_{\text{номНН}} = 1445 \text{ А.}$$

Схемы соединения обмоток трансформатора (звезда или треугольник) для сторон ВН, СН и НН задаются следующими:

$U_{\text{В}}$ – звезда;

$U_{\text{С}}$ – звезда;

$U_{\text{Н}}$ – треугольник.

В таблице 22 приведен перечень параметров, которые задаются в устройстве.

Таблица 22 – Перечень параметров АТ, подлежащих заданию в устройстве

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Выбранное значение
$U_{\text{номВ}}$	кВ	0,05-2000	0,05	110
$U_{\text{номС}}$	кВ	0,05-2000	0,05	121
$U_{\text{номН}}$	кВ	0,05-2000	0,05	11
$I_{\text{номВ}}$	А	1-99999	1	131
$I_{\text{номС}}$	А	1-99999	1	413
$I_{\text{номН}}$	А	1-99999	1	1445
$U_{\text{В}}$	-	Звезда Треугольник	-	Звезда
$U_{\text{С}}$	-	Звезда Треугольник	-	Звезда
$U_{\text{Н}}$	-	Звезда Треугольник	-	Треугольник

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET670.

Параметр K_1 , определяющий тормозной ток принимается равным 1,15.

Начальный дифференциальный ток срабатывания I_{dmin} рассчитывается по условию отстройки от токов небаланса в переходных режимах работы трансформатора при малых сквозных токах по выражению:

$$I_{dmin} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot K_1, \quad (100)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{нб.расч}$ – расчетный коэффициент небаланса, рассчитывается по формуле:

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \varepsilon_{ПТТ})^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}) + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2)}, \quad (101)$$

где $K'_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимается равным 1,5;

$\varepsilon_{ТТ}$ – полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме, принимается равная 0,1;

$\varepsilon_{ПТТ}$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ, принимается равная 0, так как ПТТ не используются;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов равна 0,03;

$\Delta U_{рег}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора.

$$\Delta U_{рег} = \frac{\max(U_{(-PO)}; U_{(+PO)})}{100\%}, \quad (102)$$

$$\Delta U_{рег} = \frac{\max(-12\%; 12\%)}{100\%} = 0,12$$

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03) + (0,12 + 0,03)^2)} = 0,23$$

$$I_{dmin} = 1,2 \cdot 0,23 \cdot 1,15 = 0,31$$

Полученное значение параметра срабатывания $I_{dmin} = 0,31$ больше минимального рекомендуемого значения 0,20. Параметр срабатывания I_{dmin} принимается равным 0,32.

Параметр K_2 , определяющий тормозной ток принимается равным 2.

Коэффициент торможения второго участка тормозной характеристики рассчитывается по выражению:

$$S_2 \geq \frac{(I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{dmin}}) \cdot 100\%}{K_2 - K_1}, \quad (103)$$

где $I_{\text{диф.расч}}$ – расчетный дифференциальный ток, определяется по формуле.

$$I_{\text{диф.расч}} = K_{\text{отс}} \cdot K'_{\text{нб.расч}} \cdot K_2, \quad (104)$$

где $K_{\text{отс}}$ = принимается 1,1;

$K''_{\text{пер}}$ = принимается 2,5.

$$K'_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03)) + (0,12 + 0,03)^2} = 0,32$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,1 \cdot 0,32 \cdot 2 = 0,71$$

$$S_2 \geq \frac{(0,71 - 0,32) \cdot 100\%}{2 - 1,15} = 45,8\%.$$

Параметр S_2 принимается равным 46 %.

Параметр S_3 , определяющий коэффициент торможения третьего участка тормозной характеристики принимается равным 50 %.

При этом коэффициент чувствительности равен:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{dmin}}} = \frac{0,71}{0,32} = 2,21 > 2 \quad (105)$$

Итак, чувствительность защиты на горизонтальном участке обеспечивается.

Чувствительность для наклонных участков характеристики проверяется по соотношению относительного начального дифференциального тока и тока начала торможения, которое не должно превышать 0,5:

$$\frac{I_{\text{dmin}}}{K_1} = \frac{0,32}{1,15} = 0,27 < 0,5 \quad (106)$$

Условие выполняется, значит, чувствительность защиты на наклонных участках характеристики будет обеспечиваться всегда.

Расчет и выбор параметра срабатывания токового органа дифференциальной отсечки I_{dUnre} выполним с учетом двух условий:

- обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;
- обеспечение отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ.

По условию отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешних повреждениях, параметр срабатывания рассчитывается по выражению:

$$I_{dUnre} = K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I'_{кз.макс}, \quad (107)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{нб(1)} = 0,65$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый трансформатор при внешнем повреждении.

$$I'_{кз.макс} = \frac{I_{кз.макс}}{I_{ном.опор}}, \quad (108)$$

$$I'_{кз.макс} = \frac{3031}{131,3} = 23,08$$

где $I'_{кз.макс}$ – относительный максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{кз.макс} = 3031 \text{ А}$ – максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ на шинах СН, когда включены обе системы и в работе находится только защищаемый трансформатор, приведенный к опорной стороне; $I_{ном.опор} = 131,3 \text{ А}$ – номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого трансформатора.

$$I_{dUnre} = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 23,08$$

$$I_{dUnre} = 18$$

Параметр срабатывания принимается равным $I_{dUnre} = 18$.

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 23.

Таблица 23 –Параметры функции дифференциальной защиты

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	Рассчитанное значение
K_1	В долях от $I_{ном.опор}$	0,2-1,5	0,01	1,15
I_{dmin}	В долях от $I_{ном.опор}$	0,1-0,6	0,01	0,32
K_2	В долях от $I_{ном.опор}$	1-10	0,01	2
S_2	%	10-50	0,1	46
S_3	%	30-100	0,1	50
I_{dUnre}	В долях от $I_{ном.опор}$	1-50	0,01	18

11.3.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах и автотрансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

К повреждениям, на которые реагирует газовая защита относятся: замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени [23].

На нижеприведенном рисунке показана установка газового реле на масляный трансформатор, с указанием основных элементов: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана.

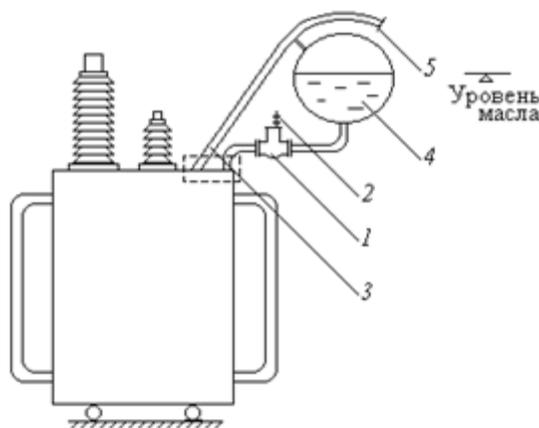


Рисунок 8 – Установка газового реле на трансформаторе.

11.3.4 Защита от перегрузки трансформатора

Перегрузка трансформаторов обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях — на разгрузку или отключение трансформаторов.

На трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на всех трех сторонах напряжения. Расчет параметра срабатывания производится одинаково для всех сторон. Рекомендуется вести расчет в первичных величинах, приведенных к той стороне трансформатора, с которой установлена рассматриваемая защита.

Первичный ток срабатывания измерительного органа максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном}, \quad (109)$$

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

$K_B=0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{ном}$ – первичный номинальный ток обмотки трансформатора с учетом регулирования напряжения для той стороны, на которой установлена рассматриваемая защита.

Увеличение номинального тока не должно превышать 5 % номинального тока среднего положения РПН.

Для высокой стороны:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 131,3 = 145,12 \text{ А.}$$

Для средней стороны:

$$I_{с.з.СН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 412,8 = 456,25 \text{ А.}$$

Для низкой стороны:

$$I_{с.з.НН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1445 = 1597 \text{ А.}$$

Соответствующие им токи вторичной цепи ТТ для высокой, средней и низкой стороны напряжения соответственно равны:

$$I_{ном.вт.ВН} = \frac{145,12}{\frac{150}{5}} = 4,83 \text{ А.}$$

$$I_{ном.вт.СН} = \frac{456,25}{\frac{500}{5}} = 4,56 \text{ А.}$$

$$I_{ном.вт.НН} = \frac{1587}{\frac{2000}{5}} = 3,96 \text{ А.}$$

В данном разделе были рассчитаны основные параметры цифровой дифференциальной защиты трансформатора ТДТН-25000110/35/10 кВ, на базе RET670. Для газовой защиты трансформатора применено газовое реле марки ВР 80\Q. Так же были определены уставки срабатывания защиты от перегрузки.

11.4 Автоматика. Автоматический ввод резерва

В работе на проектируемых объектах, имеющих два источника питания, были установлены устройства АВР (автоматический ввод резерва).

АВР – устройство, которое за минимальный промежуток времени должно подключить потребителей, на которых пропало напряжение в результате аварии или повреждения, на резервное питание. Это обеспечивает повышенную надежность и помогает минимизировать потери в энергообеспечении.

Во время аварии, которая чаще всего вызвана короткими замыканиями, чтобы избежать нарушение и объемы разрушений, поврежденная секция отключается, включается автоматический ввод резерва, и потребители получают питание от рабочей секции. При включении АВР резервный источник питания не должен быть перегружен.

Требования к системам АВР:

- Согласованность с другими устройствами автоматики, для обеспечения возможности сохранить весь технологический процесс и работу потребителей;
- Исключить включение резервного источника питания на короткое замыкание;
- Исключить несинхронное включение синхронных электродвигателей, которые потеряли питание с основным источником, на сеть резервного источника;
- Исключить включение потребителей электроэнергии к резервному источнику, на котором снижено напряжение.

На выключателях, которые включаются устройствами АВР, должен быть осуществлен контроль исправности, для безопасной работы [12].

12 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

Для определения экономической эффективности проекта, необходимо рассчитать затраты, которые необходимы для строительства сети.

Цены, по которым производится расчет капиталовложений в систему электроснабжения, будет представлен в ценах 2019 года.

Стоимость КТПН без учёта стоимости трансформаторов и отдельно стоимость трансформаторов покажем в таблице 24. В стоимость КТПН входит стоимость всего основного оборудования.

Таблица 24 – Капитальные вложения в КТПН

№ пп	№ ТП	Мощность Трансформаторов ТП, кВт·А	Число трансформаторов	Стоимость трансформаторов (2 шт), тыс. руб. [21]	Стоимость КТПН тыс.руб	Площадь, м ²
0	КРУ ПС Ленинск 10 кВ	-	-	-	1500	54
1	263	400	2	268,1·2	575	30,225
2	187	630	2	376,4·2	585	30,225
3	285	160	2	155,78·2	546	30,225
4	352	250	2	178·2	559	30,225
5	204	400	2	268,1·2	575	30,225
6	250	400	2	268,1·2	575	30,225
7	260	250	2	178·2	559	30,225
8	261	400	2	268,1·2	575	30,225
9	262	400	2	268,1·2	575	30,225
10	75	630	2	376,4·2	585	30,225
11	90	400	2	268,1·2	575	30,225
12	290	400	2	268,1·2	575	30,225
Итого			-	6282,56	6859	416,7

Стоимость капитальных вложений в линии электропередачи 10 кВ приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Капитальные вложения в линии электропередачи 10 кВ

Маршрут	Длина линии, м	Марка провода	Стоимость единицы, тыс. руб./м	Сумма, руб. [22]
1	2	3	4	5
ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-263	1000	ААБл-3х35	200	200000
ТП-263 – ТП-187	900	ААБл-3х16	140	126000
ТП-187 – ТП-285	750	ААБл-3х16	140	105000
ТП-285 – ТП-352	600	ААБл-3х16	140	84000
ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-204	800	ААБл-3х120	818	654400
ТП-204 – ТП-250	700	ААБл-3х70	550	385000
ТП-250 – ТП-260	550	ААБл-3х35	200	110000
ТП-260 – ТП-261	900	ААБл-3х35	200	180000
ТП-261 – ТП-262	450	ААБл-3х35	200	90000
ТП-262 – ТП-75	437	ААБл-3х16	140	61180
ПС «Ленинск» 10 кВ – ТП-90	1500	ААБл-3х16	140	210000

ТП-90 – ТП-290	964	ААБл-3х16	140	134960
Итого				4680,28·2=9360,4 тыс.руб

Расчет капитальных вложений в ТП производится по формуле

$$K_{ТП} = K_{КРУ} + K_{КТПН} + K_{ТР} + K_{осв.уд} \cdot S, \quad (110)$$

где $K_{КТПН}, K_{КРУ}$ – стоимость КТПН и КРУ, тыс. руб;

$K_{осв.уд}$ – удельное значение стоимости освоения земель, для практических расчетов можно принять 25 руб./км;

S – площадь, м².

$$K_{ТП} = 6282,56 + 6859 + 1500 + (416,7 \cdot 0,025) = 14651,9775 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в линии электропередач определяются по формуле:

$$K_{л} = K_{Л10}, \quad (111)$$

где $K_{Л10}$ – капитальные затраты на линию напряжением 10 кВ.

$$K_{л} = 9360,4 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в сооружение системы электроснабжения определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{ТП} + K_{л}, \quad (112)$$

В капитальных затратах необходимо учесть монтажные работы и стоимость работ по прокладке кабелей. Стоимость установки КТПН/КРУ составляет 65 тыс.руб, для 12 КТПН и одного КРУ – 780 тыс.руб. Полная стоимость прокладки кабеля с учётом всех работ по разработке траншеи, укладке кабеля и обратной засыпке с учётом восстановления нарушенного грунта (благоустройства) составляет 1450 р/метр.

Тогда полные капитальные затраты составят:

$$K_{\Sigma} = 14651,9775 + 9360,4 + 0,780 + (9551 \cdot 1,450) = 37862,1075 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции определяются по формуле:

$$I_{ам} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{ам}, \quad (113)$$

где K_{Σ} – капитальные вложения;

$\alpha_{ам}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам} = 1/T_{сл}, \quad (114)$$

где $T_{сл}$ – срок службы оборудования, или амортизационный период.

Оценка инвестиционной привлекательности проекта необходимо осуществить проверку по минимуму капитальных затрат, эксплуатационных издержек, амортизационных отчислений и минимуму потерь электроэнергии.

Издержки на амортизацию электрооборудования определяются по формуле:

$$I_{ам} = 37862,1075 \cdot 1/35 = 1081,7745 \text{ тыс.руб}$$

Ежегодные затраты на эксплуатацию и капитальный ремонт, техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования определяются по формуле:

$$I_{экс} = \sum a_{экс\ i} \cdot K_i, \quad (115)$$

где K – капитальные вложения;

$\sum a_{экс\ i}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, $\alpha_{экс} = 0,85$ % для

КЛ, $\alpha_{экс} = 3,7$ % для трансформаторов.

$$I_{экс} = 6282,56 \cdot 0,037 + 9360,4 \cdot 0,0085 = 311,99 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{уд}, \quad (116)$$

где $C_{уд}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии 1,81 руб/кВт·ч.

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_T + \Delta W_{Л}, \quad (117)$$

где ΔW_T – потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч;

$\Delta W_{Л}$ – потери электроэнергии в линиях электропередач, кВт·ч.

$$\Delta W_{\Sigma} = (63,51 + 116,27) \cdot 3979 = 0,71 \text{ МВт·ч.}$$

$$I_{\Delta W} = 0,71 \cdot 10^3 \cdot 1,81 = 1285,1 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем суммарные эксплуатационные издержки:

$$I = I_{ам} + I_{\Delta W} + I_{экс}, \quad (118)$$

$$I = 1081,7745 + 1285,1 + 311,99 = 2678,8645 \text{ тыс.руб}$$

Среднегодовые приведенные затраты:

$$З = E \cdot K_{\Sigma} + I, \quad (119)$$

где E – норматив дисконтирования ($E=0,0825$).

$$З = 0,0825 \cdot 37862,1075 + 2678,8645 = 5802,48 \text{ тыс.руб}$$

Расчитанные показатели проекта занесем в таблицу 26.

Таблица 26 – Результаты расчёта инвестиционной привлекательности

K_{Σ} , тыс.руб.	$I_{экс}$, тыс.руб.	$I_{ам}$, тыс.руб.	$I_{\Delta W}$, тыс.руб.	I , тыс.руб.	$З$, тыс. руб.
37862,1075	311,99	1081,7745	1285,1	2678,8645	5802,48

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

13.1 Безопасность

Во время проведения реконструкции линий электропередачи и монтаже новых сетей необходимо выполнять требования основных нормативных документов:

- инструкции по охране труда для отдельных профессий, которые так же зависят от вида выполняемых работ;
- правила безопасности при строительстве новых линий электропередачи и проведения электромонтажных работ;
- правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов;
- межотраслевые правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и распределении груза;
- инструкции по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи работающего энергетического оборудования предприятий;
- инструкция по организации и производству работ повышенной опасности

13.1.2 Основные правила безопасности

- 1) Руководитель потребителя обязан обеспечить безопасные условия труда работников в соответствии с законодательством РФ.
- 2) Устройство электроустановок должно соответствовать требованиям правил устройства электроустановок, строительных норм и правил, государственных стандартов, правил безопасности труда и другой нормативно-технической документации. Организация эксплуатации и ремонта электроустановок должна соответствовать требованиям настоящих правил, государственных стандартов, правил безопасности при эксплуатации электроустановок и других нормативных актов по охране труда (ОТ) и технике безопасности (ТБ).

3) Средства защиты, инструмент и приспособления, применяемые при обслуживании и ремонте электроустановок, должны удовлетворять требованиям соответствующих государственных стандартов и действующих правил применения и испытания средств защиты. Средства защиты, инструмент и приспособления должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими правилами.

4) У потребителя должны быть разработаны и утверждены инструкции по ОТ как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ.

5) Каждый работник обязан знать и выполнять требования по безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

6) У каждого потребителя работа по созданию безопасных условий труда должна соответствовать положению о системе управления ОТ, устанавливающему единую систему организации и безопасного производства работ, функциональные обязанности работников из электротехнического, электротехнологического и другого персонала, их взаимоотношения и ответственность по должности. Руководитель потребителя и ответственный за электрохозяйство, как и работники, их замещающие, несут персональную ответственность за создание безопасных условий труда для работников электрохозяйства, укомплектование штата обученным и аттестованным электротехническим персоналом, организационно-техническую работу по предотвращению случаев поражения персонала потребителя электрическим током. Ответственные за электрохозяйство структурных подразделений потребителя несут ответственность за проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных и здоровых условий труда, за проведение инструктажей по ОТ и ТБ с наглядным показом и обучением персонала безопасным методам работы, за соблюдением персоналом требований безопасности труда и применением им инструмента,

приспособлений, средств защиты, спецодежды, отвечающих требованиям действующих норм и правил.

7) Руководитель потребителя и ответственный за электрохозяйство должны контролировать соответствие условий труда на рабочих местах требованиям безопасности и производственной санитарии. При невозможности устранить воздействие на персонал вредных и опасных факторов руководящие должностные работники обязаны обеспечить персонал средствами индивидуальной защиты.

8) Руководитель потребителя обязан организовать обучение, проверку знаний, инструктаж персонала в соответствии с требованиями государственных стандартов, настоящих правил, правил безопасности труда и местных инструкций.

9) О проведении первичного инструктажа на рабочем месте, повторного, внепланового, стажировки и допуска к работе работник, проводивший инструктаж, делает запись в журнале регистрации инструктажей на рабочем месте и (или) в личной карточке с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего. При регистрации внепланового инструктажа указывают причину его проведения.

10) Материалы расследования несчастных случаев, связанных с эксплуатацией электроустановок, а также нарушения требований безопасности труда должны быть тщательно проанализированы для выявления причины и виновника их возникновения, принятия мер для предупреждения подобных случаев. Сообщения о несчастных случаях, их расследование и учет должны осуществляться в установленном порядке.

Ответственность за правильное и своевременное расследование и учет несчастных случаев, оформление актов формы Н-1, разработку и реализацию мероприятий по устранению причин несчастного случая несет руководитель потребителя.

11) Ответственность за несчастные случаи, происшедшие на производстве, несут как работники, непосредственно нарушившие требования безопасности или инструкции по охране труда, так и ответственные за электрохозяйство потребителя и его структурных подразделений, а также другие работники из административно-технического персонала, руководитель потребителя, не обеспечившие безопасность труда и нормы производственной санитарии, выполнение стандартов безопасности труда и не принявшие должных мер для предупреждения несчастных случаев.

12) Материалы расследования групповых несчастных случаев и случаев со смертельным исходом должны быть проработаны с персоналом энергослужб всех структурных подразделений потребителя. Должны быть разработаны и выполнены мероприятия для предупреждения аналогичных несчастных случаев.

13) Весь персонал энергослужб должен быть обучен практическим приемам освобождения человека, попавшего под действие электрического тока, и практически обучен способам оказания первой медицинской помощи, пострадавшим непосредственно на месте происшествия. Обучение оказанию первой помощи пострадавшему должен проводить специально подготовленный инструктор. Проверка знания правил и приемов оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве должна проводиться при периодической проверке знаний норм и правил работы в электроустановках.

14) Руководитель потребителя должен обеспечить каждого работника электрохозяйства личной инструкцией по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.

15) На рабочих местах должны быть аптечки или сумки первой помощи с набором медикаментов. Запас медикаментов с учетом сроков годности должен постоянно возобновляться.

16) Персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии

с действующими нормами в зависимости от характера выполняемых работ и обязан ими пользоваться во время производства работ.

17) При проведении строительного-монтажных, наладочных и ремонтных работ на действующих электроустановках потребителя сторонними организациями должны быть разработаны совместные мероприятия по безопасности труда, производственной санитарии, взрыво- и пожаробезопасности, учитывающие взаимодействие строительного-монтажного и эксплуатационного персонала. Руководители организаций, проводящих эти работы, несут ответственность за квалификацию своего персонала, соблюдение им требований безопасности и за организацию и выполнение мероприятий по безопасности труда на своих участках работы.

При выполнении работ на одном и том же оборудовании или сооружении одновременно несколькими организациями должен быть составлен план организации работ.

18) Пожарная безопасность электроустановок, зданий и сооружений, в которых они размещены, должна отвечать требованиям действующих правил пожарной безопасности (ППБ), а также отраслевых правил, учитывающих особенности отдельных производств.

19) Все работники потребителя должны проходить противопожарный инструктаж. Электротехнический персонал должен проходить периодическую проверку знаний ППБ одновременно с проверкой знаний норм и правил работы в электроустановках.

20) Электроустановки должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения [6].

13.2 Экологичность

13.2.1 Основные правила экологичности

1) Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не должно превышать установленных норм предельно допустимых выбросов (лимитов), сбросов загрязняющих веществ в водные объекты – норм предельно

допустимых или временно согласованных сбросов. Напряженность электрического и магнитного полей не должна превышать предельно допустимых уровней этих факторов, шумовое воздействие – норм звуковой мощности оборудования, установленных соответствующими санитарными нормами и стандартами [25].

2) Потребители, у которых при эксплуатации электроустановок образуются токсичные отходы, должны обеспечивать их своевременную утилизацию, обезвреживание и захоронение. Складирование или захоронение токсичных отходов на территории потребителя не допускается.

3) Эксплуатация электроустановок без устройств, обеспечивающих соблюдение установленных санитарных норм и правил и природоохранных требований или с неисправными устройствами, не обеспечивающими соблюдение этих требований, не допускается.

4) При эксплуатации электроустановок в целях охраны водных объектов от загрязнения необходимо руководствоваться действующим законодательством, государственными и отраслевыми стандартами по охране водных объектов от загрязнения.

13.2.2 Расчет маслоприемника

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами), предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного трансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также на прием воды от гидрантов.

Для подстанции Ленинск 110/35/10 кВ проведем расчет размеров маслоприемника для трехобмоточного трансформатора ТДТН – 25000/110/10 – УХЛ1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик трансформатора и занесены в таблицу 27.

Таблица 27 – Исходные данные для расчета маслоприемника трехобмоточного трансформатора ТДТН – 25000/110/10 – УХЛ1.

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
18	6,9	3,76	5,88

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Согласно ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в трансформаторе от 10 до 50 т.

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta, \quad (120)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (121)$$

где A и B - длина и ширина трансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 6,9 + 2 \cdot 1,5 = 9,9 \text{ м} .$$

$$B' = 3,76 + 2 \cdot 1,5 = 6,76 \text{ м} .$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B', \quad (122)$$

$$S_{МП} = 9,9 \cdot 6,76 = 66,9 \text{ м}^2 .$$

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \quad (123)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \quad (124)$$

где $V_{ТМ}$ - объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}}, \quad (125)$$

где $\rho_{ТМ}$ - плотность трансформаторного масла равная $890 \frac{кг}{м^3}$.

$$V_{ТМ} = \frac{18000}{890} = 20,2 м^3.$$

$$h_{ТМ} = \frac{20,2}{66,9} = 0,3 м.$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}},$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (126)$$

где $I=0,2$ л/с·м² – секундный расход воды, $t=30$ мин = 1800с;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B), \quad (127)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 5,88 \cdot (6,9 + 3,76) = 125,36 \text{ м}^2.$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (66,9 + 125,36) = 55,37 \text{ м}^3.$$

$$h_{H_2O} = \frac{55,37}{66,9} = 0,82 \text{ м}.$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,41 + 0,82 = 1,53 \text{ м}.$$

Схематичное изображение маслоприемника представлено на рисунке 8.

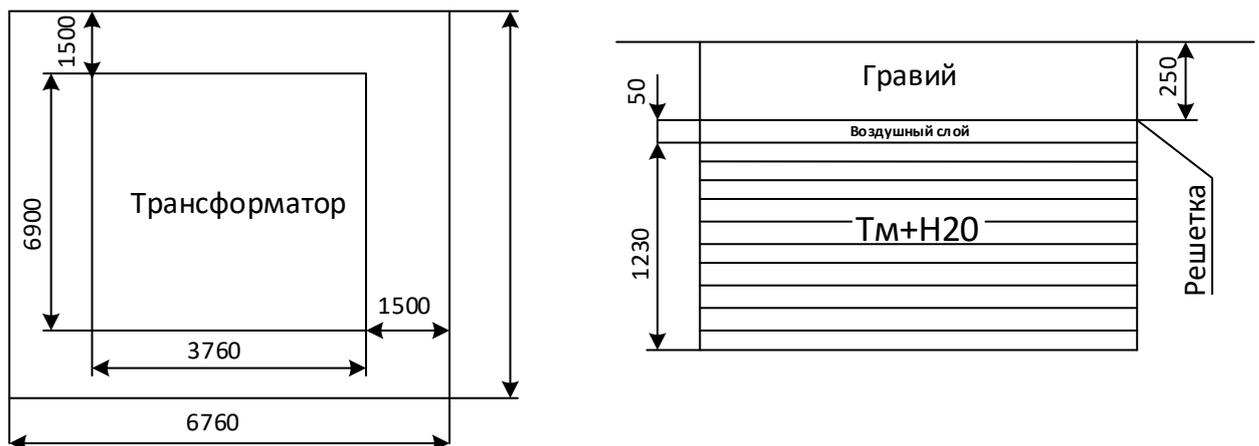


Рисунок 9 – Эскиз маслоприемника

13.3 Чрезвычайные ситуации

В роли примера чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции, а также рассмотрим мероприятия, которые препятствуют его возникновению.

Опасность возникновения пожара связана с использованием горючих изоляционных материалов, таких как: резина, лак, масло и другие. Так же причиной возгорания может являться появление электрической искры, дуги,

КЗ, перегрузки проводов и оборудования, неисправность электрических аппаратов и машин.

Если возникло возгорание и есть вероятность того, что электроустановка находится под напряжением, необходимо руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок действий при тушении возгорания на объекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоя-

щего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц [7].

Шиты с первичными средствами для тушения и весь инвентарь должен находиться на видном месте, так же они должны быть окрашены в красный цвет масляной краской и иметь беспрепятственный доступ.

При возгорании аппаратуры, кабельных линий, проводов и оборудования, необходимо снять напряжение с объекта возгорания и только потом приступить к его тушению. Так же необходимо ограничить распространение огня и перехода его на соседние объекты и панели. При тушении следует использовать углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители [9].

При тушении пожара строго настрого запрещается прикасаться к кабелям, проводам и оборудованию, если не удалось снять напряжение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была произведена реконструкция системы электроснабжения сельскохозяйственного района ЕАО с центром питания подстанция «Ленинск».

Спроектированная система обладает высокой эффективностью, работоспособностью и характеризуется наличием современного оборудования, которое соответствует всем требованиям и рекомендациям в электроэнергетике. Система может надежно и бесперебойно выполнять свои поставленные функции в нормальных и аварийных режимах работы с минимальными потерями.

Процесс разработки и проектирования схемы электроснабжения позволил закрепить расчетные методы и усвоить задачи, которые ставятся перед специалистами на практике в условиях работы и производства, а также позволил получить новые знания и упорядочить старые.

Были решены основные задачи, которые ставились в начале проектирования, на этапе планирования, такие как:

- 1) расчет электрических нагрузок;
- 2) выбор числа и мощности трансформаторов;
- 3) выбор схемы и конструкции ТП, РУ;
- 4) расчет токов короткого замыкания;
- 5) расчет и выбор устройств релейной защиты и автоматики;
- 6) проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения и на воздействие токов КЗ;
- 7) выбор и проверка электрических аппаратов;
- 8) экономическое обоснование проекта;
- 9) обеспечение безопасности и экологичности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 2 Масляные трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <https://rec.su/catalog/maslyanye-transformatory/tmg/> – 14.05.2015
- 3 Параметры кабелей [Электронный ресурс]. URL: <http://cable.ru> – 5.03.2016
- 4 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.А. Андреев – М.: Высшая школа, 2006 – 625 с.
- 5 Барабанов, Ю. А. Выбор уставок срабатывания микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики серии «Сириус» для распределительных сетей 6-35 кВ / Ю.А. Барабанов – М.: Энергия, 2013 г. – 87 с.
- 6 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ПТЭЭП. – Москва, 2003. – 386 с.
- 7 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 8 Приказ Министерства энергетики РФ № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии». – Москва, 2015 г. – 8 с.
- 9 Углекислотные и углекислотно-бромэтиловые огнетушители [Электронный ресурс]. <http://www.doctus.ru/item/142/category/10> – 11.07.2014
- 10 Барабанов, Ю. А. Выбор уставок срабатывания микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики серии «Сириус» для распределительных сетей 6-35 кВ / Ю.А. Барабанов – М.: Энергия, 2013 г. – 87 с.
- 11 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей.- Л.: Энергоиздат, 1985 г. – 296 с.

- 12 Чернобровов Н. В. Релейная защита и автоматика. - М.: Энергия, 1990 г. – 602 с.
- 13 Лихачев Ф.А. Замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью и компенсация емкостных токов. - М.: Энергия, 1971 г. – 153 с.
- 14 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – Минск: 1995, – 86 с.
- 15 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов. /Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 16 Вакумные выключатели [Электронный ресурс]. URL: <https://www.tavrida.com/ter/support/documents/1/support/documents/1/> – 10.02.2016
- 17 Трансформатор тока [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> – 23.03.2016
- 18 Трансформатор напряжения [Электронный ресурс]. URL: <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TN-do-10kV/NAMI-10-NAMI-10-95.html> – 13.03.2015
- 19 Опорные изоляторы [Электронный ресурс]. URL: <http://uralen.ru/catalog/izol/group-35/439.html> – 15.03.2013
- 20 Защитные предохранители [Электронный ресурс]. URL: <http://zaovec.ru/catalog.aspx?sec=261> – 10.01.2018
- 21 Стоимость силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <https://velsnab.ru/catalog/elektrooborudovanie/transformatory/silovye/> – 10.02.2019
- 22 Стоимость силовых кабелей [Электронный ресурс]. URL: <https://e-ks.ru/price/cable-aabl> – 21.09.2019
- 23 Газовая защита трансформатора [Электронный ресурс]. URL: <http://electricalschool.info/main/elsnabg/885-gazovaja-zashhita-transformatorov.html> – 9.07.2013

24 Устройство защиты трансформатора [Электронный ресурс]. URL [https://new.abb.com/substation-automation/ru/oborudovanie dlaavtomatizacii/zashita-i-upravlenie/zashita-transformatorov/ret670](https://new.abb.com/substation-automation/ru/oborudovanie_dlaavtomatizacii/zashita-i-upravlenie/zashita-transformatorov/ret670) – 30.08.2018

25 Основные положения экологичности [Электронный ресурс]. URL <https://studme.org/1444090323446/logistika/ekologichnost> – 20.04.2016