

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка системы электроснабжения производства беспилотников

Обучающийся

Т.Р. Нуриев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Тема настоящей выпускной бакалаврской работы «Разработка системы электроснабжения производства беспилотников».

Цель бакалаврской работы – разработка проекта системы электроснабжения предприятия, специализирующегося на производстве беспилотных аппаратов гражданского и военного назначения, как наземного, так и воздушного исполнения.

Объект исследования – система электроснабжения предприятия.

Предмет исследования – поиск наиболее оптимальных технических решений, обеспечивающих качественное и надежное электроснабжение предприятия.

Результатом выполнения работы является проект электроснабжения предприятия, соответствующий требованиям нормативной документации и обеспечивающий производство качественной и надежной электрической энергией.

Содержание

Введение.....	4
1 Общая часть	6
1.1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей завода ...	6
1.2 Требования к системе электроснабжения.....	9
2 Расчет системы электроснабжения	11
2.1 Расчёт электрических нагрузок	11
2.1.1 Расчет силовых нагрузок.....	11
2.1.2 Расчет мощности освещения.....	14
2.1.3 Расчет полной мощности предприятия.....	16
2.2 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов.....	20
2.2.1 Выбор трансформаторов ГПП	20
2.2.2 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторных	22
2.3 Выбор и проверка сечений кабельных линий	35
2.4 Расчет токов коротких замыканий	39
2.5 Выбор основного электрооборудования и его проверка	48
2.5.1 Выбор оборудования на ОРУ 110 кВ.....	48
2.5.2 Выбор оборудования на ОРУ 10 кВ.....	56
3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики	63
3.1 Виды применяемых устройств релейной защиты и автоматики	63
3.2 Расчет уставок	66
3.2.1 Расчет токовой отсечки	66
3.2.2 Расчет максимальной токовой защиты	67
4 Расчет защитного заземления и молниезащиты	69
4.1 Расчет заземляющего устройства.....	69
4.2 Расчет молниезащиты.....	72
Список используемых источников.....	76

Введение

На сегодняшний день в народном хозяйстве важную роль играет электроэнергетика. Потребление энергии механизмами и машинами растет с развитием производства, а также с внедрением новых технологий. Также возрастает их энергоэффективность, безопасность, экологичность и ремонтпригодность.

Цель выполнения бакалаврской работы – разработка технических решений по электроснабжению завода по производству беспилотных аппаратов, которая будет основана на новейших научных разработках и технических достижениях. Бакалаврская работа должна быть разработана с учетом всех требований, которые предъявляются к системам электроснабжения. Также она должна учитывать особенности технологических процессов предприятия.

Для того чтобы успешно выполнить работу, необходимо решить ряд важных вопросов:

- провести анализ деятельности предприятия и выявить основные характеристики цехов;
- выполнить расчет и определить электрические нагрузки силовых и осветительных приборов цехов производственных помещений;
- определить центр электрических нагрузок предприятия;
- произвести выбор схемы системы электроснабжения;
- осуществить выбор трансформаторов;
- рассчитать токи КЗ;
- провести расчет и выбор кабельных линий электропередачи;
- выполнить расчет заземления и молниезащиты.

Предметом исследования, проводимого в рамках выполнения выпускной бакалаврской работы, является группа производственных помещений предприятия.

Научная цель данного исследования заключается в разработке эффективной и надежной системы электроснабжения предприятия.

В обеспечении безопасности, надежности и эффективности работы электрической сети важную роль играет грамотное проектирование системы электроснабжения предприятия. Необходимо провести расчет оптимальных параметров системы, учитывая условия ее эксплуатации и требования к уровню качества электроэнергии.

Учет электрических нагрузок, структуры сети, выбор оборудования являются составной частью разработки системы электроснабжения. Применение современных технологий и оборудования для разработки систем электроснабжения значительно усложняет данный процесс. Поэтому главная цель проектирования заключается в выборе подходящих материалов и оборудования, которые будут использоваться на конкретном объекте, а также создании эффективной схемы, которая позволит минимизировать затраты на монтаж и эксплуатацию системы.

Обеспечение соответствия электросети стандартам и требованиям безопасности, а также экономия средств на монтаже и пуско-наладочных работах – это те преимущества, которые дает наличие качественных технических решений.

1 Общая часть

1.1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей завода

Беспилотные аппараты в современном мире стали широко использоваться во многих сферах, в том числе в военной, гражданской и научной. Ключевым аспектом, который способствует эффективному использованию и интеграции беспилотных аппаратов в различные виды деятельности, является развитие самих комплексов по производству беспилотников.

Наиболее эффективные источники энергии для силовой установки беспилотного аппарата – промышленные аккумуляторы на основе литий-полимерных материалов.

На сегодняшний день это наиболее распространенный и востребованный тип аккумуляторов, которые используются на большинстве БПЛА. В число преимуществ литий-полимерных аккумуляторов входит высокая энергетическая плотность, небольшой вес и быстрая зарядка.

В качестве второго вида источника энергии для беспилотных аппаратов применяются топливные элементы. Они работают, основываясь на химических реакциях, которые превращают горючие вещества и кислород из воздуха в электроэнергию. Существенные преимущества топливных элементов заключаются в их высокой энергетической плотности, а также в возможности быстрой заправки.

Предприятие по производству беспилотников специализируется на выпуске беспилотных наземных и летательных аппаратов гражданского, коммерческого и военного назначения.

Технологический процесс предприятия по производству беспилотников включает в себя несколько этапов.

Корпус электронных приборов и аккумуляторов занимается производством высокотехнологических электронных компонентов и аккумуляторных батарей.

Корпус двигательного оборудования предназначен для полного цикла производства двигателей внутреннего сгорания беспилотных аппаратов.

Сварочные, обмоточные и сборочные цеха специализируются на производстве частей электродвигателей. Испытание собранных обмоток производится на испытательных станциях.

Кузнечный, штамповочный, литейный цех специализируются на соответствующих работах, которые необходимы в процессе изготовления корпусов и составных частей электрических машин.

Для производства сжатого воздуха в составе комбината имеются компрессорные станции. Испытание технологических жидкостей в лаборатории, в которой также производится лабораторная оценка качества меди и стали, используемой для производства электрических машин.

Задача РМЦ – ремонт станков и механизмов в цехах предприятия, выполнение ППР, ТО.

После изготовления компонентов они собираются в готовые изделия. Затем следует процесс тестирования и контроля качества продукции. Если продукция прошла все испытания, она отправляется на склад готовой продукции. В случае обнаружения дефектов, продукция возвращается на доработку или утилизируется.

На следующем этапе производится упаковка и маркировка продукции. Затем продукция отправляется на склад, где она хранится до момента отправки потребителю. После отправки продукции потребителю, предприятие продолжает работать над новыми моделями беспилотных аппаратов, чтобы обеспечить постоянное развитие и улучшение своей продукции.

Предприятие работает в две смены. В таблице 1 представлена категорийность потребителей по цехам.

Таблица 1 – Категории электроснабжения

№ по плану	Наименование цеха	Мощность, кВт	Категория надежности	Количество смен
1	Корпус электронных приборов и АКБ	18000	2	2
2	Корпус двигательного оборудования	10000	2	2
3	Сварочный цех №1	1100	2	2
4	Обмоточный цех	900	2	2
5	Деревообделочный цех	400	2	2
6	Сборочный цех №1	700	2	2
7	Испытательная станция №1	500	2	2
-	Испытательная станция №1 (10 кВ)	600	2	2
8	Лаборатория	300	2	2
9	Отдел главного механика	2000	2	1
10	Кузнечный цех	700	2	2
11	Штамповочный цех	780	2	2
12	Медпункт	80	3	1
13	Сборочный цех №2	450	2	2
14	Испытательная станция №2	300	2	2
-	Испытательная станция №2 (10 кВ)	400	2	2
15	Литейный цех	500	2	2
16	Компрессорная	400	2	2
-	Синхронный двигателя компрессорной станции (10 кВ)	1820	2	2
17	Сварочный цех №2	1700	2	2
18	Маслостанция	200	3	1
19	Ремонтно механический цех	170,65	3	1
20	Заготовочный цех и склады	670	2	2

Питание предприятия по производству беспилотников возможно осуществить от сетей 110 кВ – шин РУ-110 кВ центра питания, расположенного на расстоянии 8,4 километра от места расположения предприятия.

Генеральный план предприятия приведен на рисунке 1.

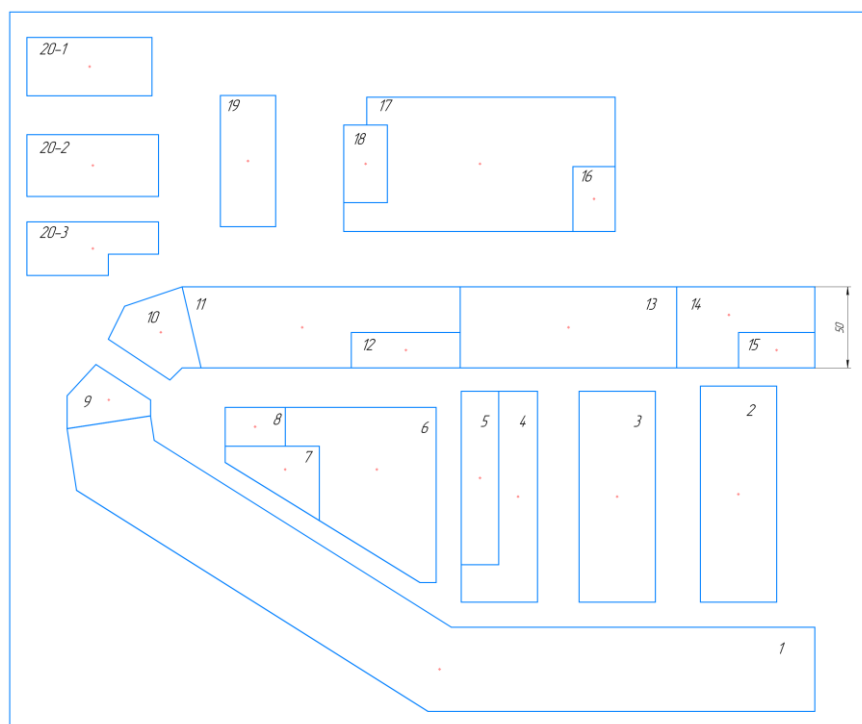


Рисунок 1 – Генплан предприятия

1.2 Требования к системе электроснабжения

Требования, предъявляемые к системе электроснабжения изложены в [4]. Они включают в себя надежность, качество электроэнергии, безопасность, экономичность.

С целью обеспечения соответствия качества электроэнергии, установленным требованиям, следует правильно подобрать номинальные мощности силовых трансформаторов и сечения проводников, а также ограничить реактивную мощность, которая протекает в сети. За счет этого снижается негативное влияние нагрузки на колебания напряжения, которые возникают в процессе передачи электроэнергии от источника к потребителю.

Основопологающими показателями надежности являются минимизация времени, необходимого для возобновления электроснабжения потребителей при аварийных отключениях, и минимизированное количество отключенных

потребителей при аварийных и плановых отключениях. Повышение надежности электроснабжения достигается следующим образом:

- выбор оптимальной схемы для решения задач;
- использование современных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Требования, которые предъявляются к ГПП и цеховым трансформаторных подстанций:

- с целью обеспечения возможности проведения ремонта одного силового трансформатора, шин и присоединения к линии ВН без перерыва в электроснабжении потребителей электрической энергии, необходимо обеспечить возможность вывода в ремонт секции шин и присоединений с переключением всех потребителей на резервное оборудование.
- в целях повышения качества эксплуатации и снижения затрат на эксплуатацию, рекомендуется использование современных коммутационных аппаратов с высокой коммутационной способностью, которые не требуют специального обслуживания с периодической заменой составных частей и масла.

Требования к безопасности системы электроснабжения включают в себя следующее:

- наличие систем молниезащиты;
- защитное заземление и защита от однофазных замыканий на землю;
- обеспечение защиты от напряжения прикосновения.

Выполняя выпускную квалификационную работу, необходимо спроектировать систему электроснабжения, отвечающую всем требованиям, которые прописаны в настоящем разделе.

Выводы по разделу: в первом разделе проведен анализ плана расположения цехов, состав электрических нагрузок и определены требования к проектируемой системе электроснабжения.

2 Расчет системы электроснабжения

2.1 Расчёт электрических нагрузок

2.1.1 Расчет силовых нагрузок

Расчет нагрузок в работе выполняется методом коэффициентов спроса на основании справочных данных и сведений о номинальных мощностях электроприемников цехов:

$$P_{р.н} = P_{ном} \cdot K_c, \quad (1)$$

где $P_{ном}$ – сумма мощностей электроприемников цеха;

K_c – коэффициент спроса группы электроприемников рассматриваемого цеха по [3].

Расчетная реактивная мощность при известной величине $P_{р.н}$ определяется по формуле (2):

$$Q_{р.н} = tg\varphi \cdot P_{р.н}, \quad (2)$$

где $tg\varphi$ – «коэффициент реактивной мощности, соответствующий заданному $cos\varphi$. Данные определяются по» [3]

Формула расчета полной мощности цеха:

$$S_{р.н} = \sqrt{P_{р.н}^2 + Q_{р.н}^2}. \quad (3)$$

Расчет потребляемого тока по уровню напряжения питания цеха выполняется по формуле (4):

$$I_{p \max} = \frac{S_{p.n}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (4)$$

Коэффициент реактивной мощности, соответствующий заданному $\cos\varphi$ определяется по выражению (5):

$$tg\varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1}. \quad (5)$$

«Произведём расчёт нагрузок на примере обмоточного цеха со следующими параметрами: $K_c = 0,4$ и $\cos\varphi = 0,7$ » [17, таблица 1.6]

Коэффициент реактивной мощности, соответствующий заданному $\cos\varphi$ определяется по формуле (5):

$$tg\varphi = \sqrt{\frac{1}{0,7^2} - 1} = 1,02$$

Расчётная мощность по формуле (1) будет равна:

$$P_{p.n} = 0,4 \cdot 900 = 360 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность по формуле (2) будет равна:

$$Q_{p.n} = 1,02 \cdot 360 = 367,27 \text{ квар.}$$

Расчетная мощность по формуле (3) будет равна:

$$S_{p.n} = \sqrt{360^2 + 367,27^2} = 514,29 \text{ ква.}$$

Расчетный максимальный ток для уровня напряжения в 0,4 кВ будет равен:

$$I_{p\ max} = \frac{514,29}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 742,31\ \text{А.}$$

Расчет параметров силовой нагрузки для остальных цехов производится аналогично по формулам (1) – (5) и сводится в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные нагрузки цехов предприятия

№ цех	Наименование цеха	$P_{ном},$ кВт	K_c	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_{р.н.},$ кВт	$Q_{р.н.},$ кВАр	$S_{р.н.},$ кВА	$I_{р. max},$ А
1	Корпус электронных приборов и АКБ	18000	0,30	0,70	1,02	5400,00	5509,10	7714,29	11134,61
2	Корпус двигательного оборудования	10000	0,30	0,50	1,73	3000,00	5196,15	6000,00	8660,25
3	Сварочный цех №1	1100	0,40	0,60	1,33	440,00	586,67	733,33	1058,48
4	Обмоточный цех	900	0,40	0,70	1,02	360,00	367,27	514,29	742,31
5	Деревообделочный цех	400	0,30	0,80	0,75	120,00	90,00	150,00	216,51
6	Сборочный цех №1	700	0,30	0,60	1,33	210,00	280,00	350,00	505,18
7	Испытательная станция №1	500	0,40	0,80	0,75	200,00	150,00	250,00	360,84
7	Испытательная станция №1 (10 кВ)	600	0,40	0,90	0,48	240,00	116,24	266,67	15,40
8	Лаборатория	300	0,30	0,60	1,33	90,00	120,00	150,00	216,51
9	Отдел главного механика	2000	0,50	0,60	1,33	1000,00	1333,33	1666,67	2405,63
10	Кузнечный цех	700	0,40	0,80	0,75	280,00	210,00	350,00	505,18
11	Штамповочный цех	780	0,50	0,80	0,75	390,00	292,50	487,50	703,65
12	Медпункт	80	0,20	0,70	1,02	16,00	16,32	22,86	32,99
13	Сборочный цех №2	450	0,40	0,70	1,02	180,00	183,64	257,14	371,15
14	Испытательная станция №2	300	0,35	0,80	0,75	105,00	78,75	131,25	189,44
14	Испытательная станция №2 (10 кВ)	400	0,35	0,90	0,48	140,00	67,81	155,56	8,98
15	Литейный цех	500	0,60	0,75	0,88	300,00	264,58	400,00	577,35
16	Компрессорная	400	0,60	0,70	1,02	240,00	244,85	342,86	494,87

Продолжение таблицы 2

№ цех	Наименование цеха	$P_{ном.}$, кВт	K_c	$cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_{р.н.}$, кВт	$Q_{р.н.}$, кВАр	$S_{р.н.}$, кВА	$I_{р. max.}$, А
16	Компрессорная СД (10 кВ)	1820	0,7	0,8	0,75	1274,00	955,50	1592,5	91,94
17	Сварочный цех №2	1700	0,45	0,6	1,33	765,00	1020,0	1275,0	1840,30
18	Маслостанция	200	0,3	0,6	1,33	60,00	80,00	100,00	144,34
19	Ремонтно механический цех	397,4	0,43	0,73	0,93	170,65	159,14	233,34	336,80
20	Заготовочный цех и склады	670	0,3	0,8	0,75	201,00	150,75	251,25	362,65

2.1.2 Расчет мощности освещения

Расчетная активная мощность приемников освещения цеха также определяется по методу коэффициента спроса:

$$P_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{ном.о}, \quad (6)$$

где $K_{с.о}$ – коэффициент спроса приемников освещения;

$P_{ном.о}$ – суммарная номинальная мощность приемников освещения, кВт;

Суммарная номинальная мощность освещения определяется по выражению (7):

$$P_{ном.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} \cdot K_{ПРА}, \quad (7)$$

где $P_{уд.о}$ – «удельная установленная мощность осветительных приемников (ламп) на 1 м² освещаемой площади цеха, кВт/м²;

$F_{ц}$ – площадь пола цеха по генплану, м²;

$K_{ПРА}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре, равный 1,12» [12].

Реактивная мощность определяется по выражению:

$$Q_{p.o} = tg\varphi_0 \cdot P_{p.o}, \quad (8)$$

где $tg\varphi_0$ – коэффициент реактивной мощности электроприемников освещения.

Светильники используются светодиодные, защищенного исполнения.

Произведём расчёт мощности приемников освещения обмоточного цеха с удельной мощностью $P_{уд.o} = 12 \text{ Вт/м}^2$ [17, таблица 1.11] и площадью $F_{ц} = 3649 \text{ м}^2$.

Суммарная номинальная мощность приемников освещения по (7):

$$P_{ном.o} = 0,012 \cdot 3649 \cdot 1,12 = 49,04 \text{ кВт.}$$

Расчётная активная мощность по формуле (6) при $K_{с.o} = 0,95$ по [17, таблица 1.10]:

$$P_{p.o} = 0,95 \cdot 49,04 = 46,59 \text{ кВт.}$$

Расчётная реактивная мощность по (8) при $tg\varphi_0 = 0,33$ (светодиодные освещение при использовании качественных электронных ПРА):

$$Q_{p.o} = 0,33 \cdot 46,59 = 15,37 \text{ кВар.}$$

Расчет освещения для остальных цехов производится аналогично. Полученные результаты сводятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетная мощность приемников освещения

№ цеха	Наименование цеха	$F_{ц}$, м ²	$P_{уд.о.}$, Вт/м ²	$P_{ном.о.}$, кВт	$K_{с.о.}$	$tg\varphi_0$	$P_{р.о.}$, кВт	$Q_{р.о.}$, кВАр
1	Корпус электронных приборов и АКБ	25581	0,85	12	343,81	292,24	96,44	25581
2	Корпус двигательного оборудования	6251	0,85	12	84,01	71,41	23,57	6251
3	Сварочный цех №1	6110	0,95	12	82,12	78,01	25,74	6110
4	Обмоточный цех	3649	0,95	12	49,04	46,59	15,37	3649
5	Деревообделочный цех	2461	0,95	12	33,08	31,42	10,37	2461
6	Сборочный цех №1	7095	0,85	12	95,36	81,05	26,75	7095
7	Испытательная станция №1	1617	0,95	12	21,73	20,65	6,81	1617
8	Лаборатория	888	0,9	13	12,93	11,64	3,84	888
9	Отдел главного механика	1292	0,9	12	17,36	15,63	5,16	1292
10	Кузнечный цех	1962	0,95	12	26,37	25,05	8,27	1962
11	Штамповочный цех	6800	0,85	12	91,39	77,68	25,64	6800
12	Медпункт	1474	0,9	13	21,46	19,32	6,37	1474
13	Сборочный цех №2	6668	0,85	12	89,62	76,18	25,14	6668
14	Испытательная станция №2	3216	0,95	12	43,22	41,06	13,55	3216
15	Литейный цех	1034	0,95	11	12,74	12,10	3,99	1034
16	Компрессорная	1040	0,95	9	10,48	9,96	3,29	1040
17	Сварочный цех №2	11242	0,85	12	151,1	128,4	42,38	11242
18	Маслостанция	1296	0,95	9	13,06	12,41	4,10	1296
19	Ремонтно механический цех	2754	0,85	11	33,93	28,84	9,52	2754
20	Заготовочный цех и склады	8120	0,85	9	81,85	69,57	22,96	8120
21	Территория	134683	1	0,16	24,14	24,14	7,96	134683

2.1.3 Расчет полной мощности предприятия

В таблице 4 приведены сводные данные по электрически нагрузкам силовых и осветительных электроприемников цехов.

Таблица 4 – Расчетные мощность электроприемников предприятия

№ цеха	Наименование цеха	$P_{p.n.}$, кВт	$P_{p.o.}$, кВт	$Q_{p.n.}$, кВАр	$Q_{p.o.}$, кВАр	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
1	Корпус электронных приборов и АКБ	5400	292,24	5509,10	96,44	5692,24	5605,54	7988,97
2	Корпус двигательного оборудования	3000	71,41	5196,15	23,57	3071,41	5219,72	6056,32
3	Сварочный цех №1	440	78,01	586,67	25,74	518,01	612,41	802,11
4	Обмоточный цех	360	46,59	367,27	15,37	406,59	382,65	558,33
5	Деревообделочный цех	120	31,42	90,00	10,37	151,42	100,37	181,67
6	Сборочный цех №1	210	81,05	280,00	26,75	291,05	306,75	422,85
7	Испытательная станция №1	200	20,65	150,00	6,81	220,65	156,81	270,69
7	Испытательная станция №1 (10 кВ)	240		116,24		240,00	116,24	266,67
8	Лаборатория	90	11,64	120,00	3,84	101,64	123,84	160,21
9	Отдел главного механика	1000	15,63	1333,33	5,16	1015,63	1338,49	1680,20
10	Кузнечный цех	280	25,05	210,00	8,27	305,05	218,27	375,10
11	Штамповочный цех	390	77,68	292,50	25,64	467,68	318,14	565,63
12	Медпункт	16	19,32	16,32	6,37	35,32	22,70	41,98
13	Сборочный цех №2	180	76,18	183,64	25,14	256,18	208,77	330,47
14	Испытательная станция №2	105	41,06	78,75	13,55	146,06	92,30	172,78
14	Испытательная станция №2 (10 кВ)	140		67,81		140,00	67,81	155,56
15	Литейный цех	300	12,10	264,58	3,99	312,10	268,57	411,75
16	Компрессорная	240	9,96	244,85	3,29	249,96	248,14	352,21
16	Компрессорная СД (10 кВ)	1274		955,50		1274,00	955,50	1592,50
17	Сварочный цех №2	765	128,43	1020,00	42,38	893,43	1062,38	1388,12
18	Маслостанция	60	12,41	80,00	4,10	72,41	84,10	110,97
19	Ремонтно механический цех	170,65	28,84	159,14	9,52	199,49	168,66	261,23
20	Заготовочный цех и склады	201	69,57	150,75	22,96	270,57	173,71	321,53
21	Территория	-	24,14	-	7,96	24,14	7,96	25,42
-	Итого на стороне НН	15181,65	1173,37	17472,60	387,21	14077,77	15238,92	20746,29
-	Итого на стороне НН с компенсацией	-	-	-	-	14077,77	4645,67	14824,50
-	Потери в трансформаторах ГПП	-	-	-	-	296,49	1482,45	-
-	Итого на стороне ВН без учета компенсаций	-	-	-	-	14374,26	16721,37	22050,48
-	Итого на стороне ВН с учетом компенсаций	-	-	-	-	14374,26	6128,12	15626,04

Полная мощность суммы расчетной силовой и осветительной нагрузки определяется по формуле (9):

$$S_{p.n} = \sqrt{(P_{p.n} + P_{p.o})^2 + (Q_{p.n} + Q_{p.o})^2}, \quad (9)$$

С учетом коэффициента разновременности максимумов K_{pm} силовых электроприемников:

$$P_{p.гпп} = (\Sigma P_{p.n} + \Sigma P_{p.в}) \cdot K_{pm} + \Sigma P_{p.o}, \quad (10)$$

$$Q_{p.гпп} = (\Sigma Q_{p.n} + \Sigma Q_{p.в}) \cdot K_{pm} + \Sigma Q_{p.o}, \quad (11)$$

где $K_{pm} = 0,85$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузки отдельных групп приемников для группового коэффициента использования между 0,3 и 0,5 и числа присоединений более 9, согласно таблице 3 [14] и таблице 1.13 [3].

Расчетная активная и реактивная мощность ГПП без учета потерь электроэнергии определяется по выражению (10) и (11):

$$P_{p.гпп} = 15181,65 \cdot 0,85 + 1173,37 = 14077,77 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.гпп} = 17472,6 \cdot 0,85 + 387,21 = 15238,92 \text{ квар}.$$

Расчетная полная мощность ГПП без учета потерь электроэнергии в трансформаторах определяется по формуле (12)

$$S_{p.гпп} = \sqrt{P_{p.гпп}^2 + Q_{p.гпп}^2}, \quad (12)$$

$$S_{p.гпп} = \sqrt{14077,77^2 + 15238,92^2} = 20746,29 \text{ кВА}.$$

Потери активной $\Delta P_{\text{л}}$ и реактивной $\Delta Q_{\text{л}}$ мощностей в кабелях распределительной сети в предварительных расчетах не учитываются ввиду их малости.

Для выбора линий питающей сети напряжением 35-110 кВ и трансформаторов ГПП необходимо определить расчетную мощность на шинах высшего напряжения 35-110 кВ ГПП с учетом компенсации:

$$Q_{\text{э.1}} = \operatorname{tg}\varphi_{\text{э.1}} \cdot P_{\text{р.ГПП}}, \quad (13)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{\text{э.1}} = 0,328$ – «экономически целесообразное значение коэффициента реактивной мощности на шинах 10 кВ РУ ГПП, соответствующее $\cos\varphi_{\text{э1}} = 0,95$ » [4].

Для ГПП значение реактивной мощности с учетом компенсации рассчитывается по формуле (14):

$$Q_{\text{э.1}} = 0,33 \cdot 14077,77 = 4645,67 \text{ квар.}$$

В связи с тем, что на этапе расчета электрических нагрузок не произведен выбор силовых трансформаторов, расчет потерь электроэнергии выполняется по формулам (14) и (15):

$$\Delta P_{\text{т.ГПП}} = 0,02 \cdot S_{\text{р.1ГПП}}, \quad (14)$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,1 \cdot S_{\text{р.1ГПП}}, \quad (15)$$

Значения потерь, определяемые по формулам (14) и (15) будут равны:

$$S_{\text{р.1ГПП}} = \sqrt{14077,77^2 + 4645,67^2} = 14824,5 \text{ кВА,}$$

$$\Delta P_{\text{т.ГПП}} = 0,02 \cdot 14824,45 = 296,49 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,1 \cdot 14824,45 = 1482,45 \text{ квар.}$$

Тогда полная расчетная мощность на шинах высшего напряжения 35-110 кВ ГПП предприятия по производству беспилотников определяется по формуле (16):

$$S_{p.п} = \sqrt{P_{p.п}^2 + \Delta Q_{p.п}^2} = \sqrt{(P_{p.ГПП} + \Delta P_{т.ГПП})^2 + (Q_{p.ГПП} + \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (16)$$
$$S_{p.п} = \sqrt{(14077,77 + 296,49)^2 + (4645,67 + 1482,45)^2}$$
$$= 15626,04 \text{ кВА.}$$

2.2 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов

2.2.1 Выбор трансформаторов ГПП

Выбор количества и мощности силовых трансформаторов осуществляется исходя из условия обеспечения бесперебойного электроснабжения в случае выхода из строя одного силового трансформатора.

В связи с малым количеством потребителей 3 категории надежности в составе цехов, принимается, что вся мощность предприятия по производству беспилотников относится к второй категории надежности электроснабжения. Следовательно, количество трансформаторов принимается равным двум.

Выбор мощности силовых трансформаторов осуществляется по формуле (17):

$$S_{т.ном} = \frac{S_{p.п.}}{K_3 \cdot n_T}, \quad (17)$$

где $S_{p.п.}$ – полная расчетная мощность завода, кВА;

K_3 – нормируемый коэффициент загрузки трансформаторов по [2];

n_T – количество силовых трансформаторов, принимаемое для установки.

$$S_{T.НОМ} = \frac{15626,04}{0,7 \cdot 2} = 11061,78 \text{ кВА},$$

Ближайшим номиналом мощности силового трансформатора, напряжением 110 кВ, согласно справочным данным [17], является номинал в 16 МВА. Данная мощность силового трансформатора также позволяет обеспечить рост нагрузок в перспективе нескольких лет.

Справочные данные сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Справочные данные трансформатора

Тип	$S_{НОМ}$, кВА	$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$U_{КЗ}$, %	$I_{ХХ}$, %
		ВН	НН	$P_{ХХ}$	$P_{КЗ}$		
ТДН	16	110	11	19	85	10,5	0,7

В качестве схемы подключения ГПП к сетям 110 кВ выбирается схема 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [19].

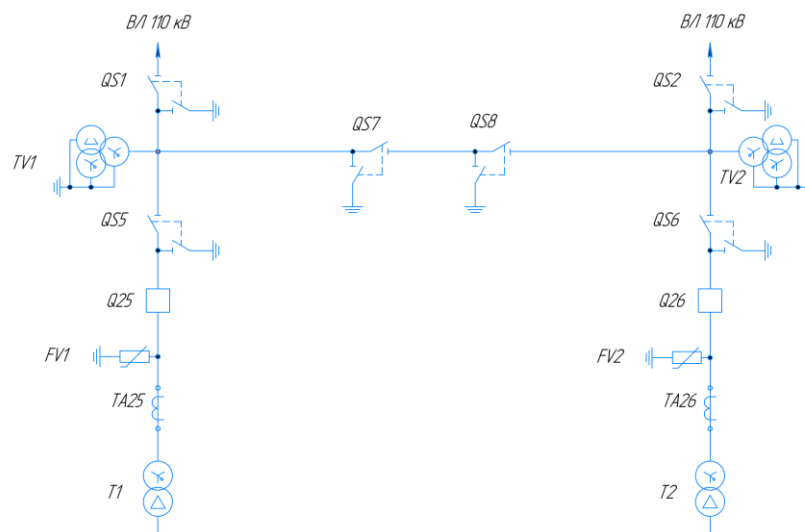


Рисунок 2 – Схема 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [19]

2.2.2 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций

До выбора силовых трансформаторов необходимо произвести расчет компенсации реактивной мощности на цеховых ТП. Расчет компенсации производится с учетом наличия синхронных двигателей в цехе №16 (компрессорная станция 10 кВ).

Реактивная нагрузка предприятия без учёта компенсирующих устройств составляет 12842,62 квар.

В 16 цехе расположено 2 синхронных двигателя СДЭ2-16-46-6. Их параметры: $P_{ном} = 910$ кВт, $U_{ном} = 10$ кВ, $\cos \varphi = 0,861$, $\eta = 0,96$, $M_{пуск} = 2,1$, $I_{пуск} = 5,2$. Технические данные приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические данные двигателя [18]

Параметр	$P_{ном}$, кВт	$\eta_{ном}$	$\text{tg } \varphi$	$\cos \varphi$	$I_{пуск}$	$M_{пуск}$
Значение	910кВт	0,96	0,590	0,861	5,2	2,1

Мощность, генерируемая синхронными двигателями:

$$Q_{сд} = \frac{Q_{сд.ном} \cdot \text{tg } \varphi_{ном} \cdot K_{прм}}{\eta}, \quad (18)$$

где $K_{прм}$ – коэффициент аварийной перегрузки по реактивной мощности, принимаем $K_{прм} = 1,25$;

$\text{tg } \varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент мощности для установленных синхронных двигателей, равный 0,59;

η – номинальный КПД, равный 96 %.

Значение генерируемой реактивной мощности по формуле (18) равно:

$$Q_{сд} = \frac{2 \cdot 910 \cdot 0,590 \cdot 1,25}{0,96} = 1398,177 \text{ кВар.}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств предприятия, с учетом желаемого коэффициента реактивной мощности определяется по выражению (19):

$$Q_{\text{КУ}} = P_{\text{р.п}} \cdot (\text{tg } \varphi - \text{tg } \varphi_{\text{ж}}), \quad (18)$$

где $\text{tg } \varphi$ - фактический коэффициент мощности

$\text{tg } \varphi_{\text{ж}}$ - желаемый коэффициент реактивной мощности, равный 0,33.

Фактический коэффициент мощности определяется по выражению (19):

$$\text{tg } \varphi = \frac{Q_{\text{р}}}{P_{\text{р}}}, \quad (19)$$

$$\text{tg } \varphi = \frac{16670,9}{14245,9} = 1,17.$$

Суммарная мощность компенсирующих устройств по формуле (20) будет равна:

$$Q_{\text{КУ}} = 14245,9 \cdot (1,17 - 0,33) = 11969,79 \text{ кВАр}. \quad (20)$$

Необходимая минимальная мощностей батарей статических компенсаторов (БСК) по формуле (21):

$$Q_{\text{БСК}} = Q_{\text{КУ}} - Q_{\text{сд}}, \quad (21)$$

$$Q_{\text{БСК}} = 11969,79 - 1398,17 = 10579,69 \text{ кВАр}.$$

Мощность УКРМ, подключаемых к шинам цеховых трансформаторных подстанций, определяется по формуле (22)

$$Q_{\text{КЦТП}} = P_{\text{РЦТП}} \cdot (\text{tg } \varphi_{\text{ЦТП}} - \text{tg } \varphi_{\text{ж}}), \quad (22)$$

где $Q_{\text{ЦТП}}$ – мощность для компенсации реактивной мощности, квар;
 $P_{\text{РЦТП}}$ – активная мощность цеха, кВт;
 $\text{tg } \varphi_{\text{ЦТП}}$ – коэффициент мощности цеха до компенсации;
 $\text{tg } \varphi_{\text{ж}}$ – требуемый коэффициент мощности, равный 0,33.

В настоящей выпускной квалификационной работе производится расчет выбора числа и мощности трансформаторов для двух вариантов схем распределительной сети:

- вариант 1, при котором для повышения экономической эффективности, производится объединение цехов на одну ЦТП;
- вариант 2, при котором ЦТП располагается в каждом корпусе.

Для варианта №1 рассматривается цеховая трансформаторная подстанция № 4 (ЦТП №4). Активная, реактивная и полная мощность нагрузки ЦТП №4 определяется с учетом питания от нее цехов 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 по формулам (23) – (25):

$$P_{\text{РЦТП4}} = P_{\text{Р3}} + P_{\text{Р4}} + P_{\text{Р5}} + P_{\text{Р6}} + P_{\text{Р7}} + P_{\text{Р8}} + P_{\text{Р9}}, \quad (23)$$

$$Q_{\text{РЦТП4}} = Q_{\text{Р3}} + Q_{\text{Р4}} + Q_{\text{Р5}} + Q_{\text{Р6}} + Q_{\text{Р7}} + Q_{\text{Р8}} + Q_{\text{Р9}}, \quad (24)$$

$$S_{\text{РЦТП4}} = \sqrt{P_{\text{РЦТП4}}^2 + Q_{\text{РЦТП4}}^2}. \quad (25)$$

Значения мощностей для ЦТП №4 по формулам (23) – (25) составят:

$$P_{\text{РЦТП4}} = 518,01 + 406,59 + 151,42 + 291,05 + 220,65 + 101,64 + 1015,63 = 2704,99 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{РЦТП4}} = 612,41 + 382,65 + 100,37 + 306,75 + 156,81 + 123,84 + 1338,49 = 3021,32 \text{ кВт},$$

$$S_{\text{РЦТП4}} = \sqrt{2704,99^2 + 3021,32^2} = 4055,28 \text{ кВт}.$$

Фактический коэффициент реактивной мощности для ЦТП №4 по формуле (19) будет равен:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{3021,32}{2704,99} = 1,12.$$

Минимальная мощность компенсирующих устройств для ЦТП №4 определяется по формуле (20):

$$Q_K = 2704,99 \cdot (1,12 - 0,33) = 2128,67 \text{ кВАр.}$$

На шинах низшего напряжения 0,4 кВ ЦТП №4 принимаются к установке конденсаторные батареи, по одной установке на секцию, АУКРМ-0,4-1250 [5] - установка компенсации реактивной мощности, номинальной мощностью $Q_{КУ1} = 1250$ кВАр в количестве 2 штук.

Реактивная мощность, питаемая от цеховых ТП, определяется следующим образом:

$$Q'_{\text{РЦТП}} = Q_{\text{РЦТП}} - N_{\text{БСК}} \cdot Q_{\text{БСК}}, \quad (26)$$

где $N_{\text{БСК}}$ – количество устройств компенсации реактивной мощности;

$Q_{\text{БСК}}$ – мощность устройств компенсации реактивной мощности.

Для ЦТП №4 реактивная мощность с учетом компенсации определяется по формуле (26):

$$Q'_{\text{РЦТП4}} = 3021,32 - 2500 = 521,32 \text{ кВАр.}$$

Полная мощность, потребляемая от шина цеховых ТП определяется по формуле (27):

$$S'_{\text{РЦТП}} = \sqrt{P_{\text{РЦТП4}}^2 + Q'_{\text{РЦТП}}^2} \quad (27)$$

Для ЦТП №4 полная мощность равна:

$$S'_{\text{РЦТП}} = \sqrt{2704,99^2 + 521,32^2} = 2754,77 \text{ кВА.}$$

Для двухтрансформаторной подстанции, мощность каждого трансформатора выбирается исходя из условия, учитывающего допустимую перегрузку 40%. Мощность каждого трансформатора определяется по формуле (17):

$$S'_{\text{РЦТП}} = \frac{2754,77}{1,4} = 1967,69 \text{ кВА.}$$

Для ЦТП №4 выбираются трансформаторы ТМ–2500-10-0,4 [16] (трансформатор трехфазный двухобмоточный с естественным масляным охлаждением с переключением без возбуждения, номинальной мощностью 2500 кВА).

Суммарная мощность, скомпенсированная на НН ЦТП, составляет 13700 кВАр, произведем расчет реактивной мощности, необходимой к компенсации на НН ГПП:

$$Q_{\text{БСК}} = Q_{\text{КУ}} - Q_{\text{СД}} - Q_{\text{УКРМ } 0,4},$$

где $Q_{\text{УКРМ } 0,4}$ – мощность компенсирующих устройств всего предприятия.

$$Q_{\text{БСК}} = 11977,86 - 1398,177 - 13700 = -3120,31 \text{ кВАр.}$$

Дефицита мощности компенсирующих устройств не наблюдается.

Коэффициент загрузки после компенсации будет равен:

$$k_{\text{ЗНОМ}} = \frac{S'_{\text{РЦТП}}}{N \cdot S_{\text{ТР}}}, \quad (28)$$

$$k_{\text{ЗАВ}} = \frac{S'_{\text{РЦТП}}}{(N - 1) \cdot S_{\text{ТР}}}. \quad (29)$$

Для ЦТП № 4 значения коэффициентов нагрузки в нормальном и аварийном режиме будут равны:

$$k_{\text{ЗНОМ}} = \frac{2754,77}{2 \cdot 2500} = 0,55,$$

$$k_{\text{ЗАВ}} = \frac{2754,77}{2500} = 1,1.$$

Коэффициенты загрузок находятся в допустимых пределах и не превышают установленные значения. Выбранные трансформаторы окончательно принимаются к установке.

Проверка коэффициента мощности выполняется по следующему выражению:

$$\text{tg } \varphi = \frac{Q'_{\text{РЦТП}}}{P_{\text{РЦТП4}}}. \quad (30)$$

Для ЦТП №4 коэффициент мощности после компенсации будет определяется по формуле (30):

$$\text{tg } \varphi = \frac{521,32}{2704,99} = 0,19.$$

Коэффициент реактивной мощности для ЦТП №4 после компенсации равен 0,19, что говорит о достаточной компенсации реактивной мощности.

Параметры трансформаторов определяются по [16]. Стоимость трансформаторов определяется по [9]. Данные значения используются для проведения необходимых расчетов.

Расчеты для остальных ЦТП выполняются аналогичным способом. Все расчёты сводятся в таблицы 7 и 8. Параметры всех цеховых трансформаторов и типы ТП заносятся в таблицу 9 и 10. Также производится экономическое сравнение двух вариантов расположения ТП (объединение нескольких цехов к одной КТП – вариант № 1, индивидуальная КТП для каждого цеха на НН – вариант № 2) в таблицах 11 и 12.

С учетом высокой стоимости КУ и трансформаторов с КТП стоимостью кабельной продукции в данном случае можно пренебречь, ввиду их малого влияния на разницу в стоимости.

Таблица 7 – Компенсация реактивной мощности (вариант электроснабжения 1)

№ ЦТП	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	$tg\varphi$	$tg\varphi_{ж}$	Q_k , кВАр	Количество и тип КУ	$Q_{БСК}$, кВАр	Q_p , кВАр	$tg\varphi_{факт}$	$S_{п}$, кВА	$S_{ном\ TP}$, кВА	$N_{ТП} \times N_{TP}$	S_{TP} , кВА	K_3	$K_{ав}$
ЦТП №1,2 (1)	5692,24	5605,54	7988,97	0,98	0,33	3727,10	4×АУКРМ- 0,4-1000	4000	1605,54	0,28	5914,33	2112,26	2500	2х2	0,59	1,18
ЦТП №3 (2)	3071,41	5219,72	6056,32	1,70	0,33	4206,15	2×АУКРМ- 0,4-2500	5000	219,72	0,07	3079,26	2199,47	2500	1х2	0,62	1,23
ЦТП №4 (3, 4, 5, 6, 7, 8, 9)	2704,99	3021,32	4055,28	1,12	0,33	2128,67	2×АУКРМ- 0,4-1250	2500	521,32	0,19	2754,77	1967,69	2500	1х2	0,55	1,10
ЦТП №5 (10, 11, 12, 13, 14, 15)	1522,39	1128,74	1895,19	0,74	0,33	626,36	2×АУКРМ- 0,4-350	700	428,74	0,28	1581,61	1129,72	1250	1х2	0,63	1,27
ЦТП №6 (16, 17, 18, 19, 20)	1685,86	1736,98	2420,58	1,03	0,33	1180,65	2×АУКРМ- 0,4-750	1500	236,98	0,14	1702,43	1216,02	1250	1х2	0,68	1,36
-	14676,89	16712,30	22242,12	-	-	-	-	13700,00	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 8 – Компенсация реактивной мощности (вариант электроснабжения 2)

№ цеха	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	$tg\varphi$	$tg\varphi_{ж}$	Q_k , кВАр	Количество и тип КУ	$Q_{БСК}$, кВАр	Q_p , кВАр	$tg\varphi_{факт}$	$S_{п.}$, кВА	$S_{НОМ ТР}$, кВА	$S_{ТР}$, кВА	$N_{ТП} \times N_{ТР}$	K_3	$K_{ав}$
1	5692,24	5605,54	7988,97	0,98	0,33	3727,10	4×АУКРМ-0,4-1000	4000	1605,54	0,28	5914,33	2112,26	2500	2×2	0,59	1,18
2	3071,41	5219,72	6056,32	1,70	0,33	4206,15	2×АУКРМ-0,4-2500	5000	219,72	0,07	3079,26	2199,47	2500	1×2	0,62	1,23
3	518,01	612,41	802,11	1,18	0,33	441,47	2×АУКРМ-0,4-250	500	112,41	0,22	530,07	378,62	400	1×2	0,66	1,33
4	406,59	382,65	558,33	0,94	0,33	248,47	2×АУКРМ-0,4-150	300	82,65	0,20	414,91	296,36	400	1×2	0,52	1,04
5	151,42	100,37	181,67	0,66	0,33	50,40	2×АУКРМ-0,4-25	50	50,37	0,33	159,58	113,99	125	1×2	0,64	1,28
6	291,05	306,75	422,85	1,05	0,33	210,70	2×АУКРМ-0,4-150	300	6,75	0,02	291,13	207,95	250	1×2	0,58	1,16
7	220,65	156,81	270,69	0,71	0,33	84,00	2×АУКРМ-0,4-50	100	56,81	0,26	227,84	162,74	180	1×2	0,63	1,27
8	101,64	123,84	160,21	1,22	0,33	90,30	2×АУКРМ-0,4-50	100	23,84	0,23	104,39	74,57	100	1×2	0,52	1,04
9	1015,63	1338,49	1680,20	1,32	0,33	1003,33	2×АУКРМ-0,4-550	1100	238,49	0,23	1043,25	745,18	1000	1×2	0,52	1,04
10	305,05	218,27	375,10	0,72	0,33	117,60	2×АУКРМ-0,4-100	200	18,27	0,06	305,60	218,28	250	1×2	0,61	1,22
11	467,68	318,14	565,63	0,68	0,33	163,80	2×АУКРМ-0,4-100	200	118,14	0,25	482,37	344,55	400	1×2	0,60	1,21
12	35,32	22,70	41,98	0,64	0,33	11,04	1×АУКРМ-0,4-20	20	2,70	0,08	35,42	25,30	40	1×1	0,44	0,89
13	256,18	208,77	330,47	0,81	0,33	124,24	2×АУКРМ-0,4-75	150	58,77	0,23	262,83	187,74	250	1×2	0,53	1,05
14	146,06	92,30	172,78	0,63	0,33	44,10	2×АУКРМ-0,4-25	50	42,30	0,29	152,06	108,62	160	1×2	0,48	0,95
15	312,10	268,57	411,75	0,86	0,33	165,58	2×АУКРМ-0,4-100	200	68,57	0,22	319,55	228,25	250	1×2	0,64	1,28
16	249,96	248,14	352,21	0,99	0,33	165,65	2×АУКРМ-0,4-100	200	48,14	0,19	254,55	181,82	250	1×2	0,51	1,02
17	893,43	1062,38	1388,12	1,19	0,33	767,55	2×АУКРМ-0,4-400	800	262,38	0,29	931,16	665,11	1000	1×2	0,47	0,93
18	72,41	84,10	110,97	1,16	0,33	60,20	1×АУКРМ-0,4-80	80	4,10	0,06	72,53	51,80	63	1×1	0,58	1,15
19	199,49	168,66	261,23	0,85	0,33	102,83	1×АУКРМ-0,4-120	120	48,66	0,24	205,34	146,67	160	1×1	0,64	1,28
20	270,57	173,71	321,53	0,64	0,33	84,42	2×АУКРМ-0,4-50	100	73,71	0,27	280,43	200,31	250	1×2	0,56	1,12

Таблица 9 – Выбор трансформаторов (вариант электроснабжения 1)

№ ЦТП	Количество и тип трансформатора	S_n , кВт	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение К.З., %	Ток Х.Х., %	Тип КТП
						Х.Х	К.З.			
1,2	4 × ТМ-2500-10-0,4	2500	10	0,4	Д/Ун-11	4,35	24	5,5	1,1	2 КТП ТК 2500/10-6/0,4-У3
2	2 × ТМ-2500-10-0,4	2500	10	0,4	Д/Ун-11	4,35	24	5,5	1,1	2 КТП ТК 2500/10-6/0,4-У3
3	2 × ТМ-2500-10-0,4	2500	10	0,4	Д/Ун-11	4,35	24	5,5	1,1	2 КТП ТК 2500/10-6/0,4-У3
4	2 × ТМ-1250-10-0,4	1250	10	0,4	Д/Ун-11	2,5	12,5	6,5	2,1	2 КТП ТК 1250/10-6/0,4-У3
5	2 × ТМ-1250-10-0,4	1250	10	0,4	Д/Ун-11	2,5	12,5	6,5	2,1	2 КТП ТК 1250/10-6/0,4-У3

Таблица 10 – Выбор трансформаторов (вариант электроснабжения 2)

№ цеха	Количество и тип трансформатора	S_n , кВт	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряж ение К.З., %	Ток Х.Х., %	Тип КТП
						Х.Х	К.З.			
1	4 × ТМ-2500-10-0,4	2500	10	0,4	Д/Ун-11	4,35	24	5,5	1,1	2 КТП ТК 2500/10-6/0,4-У3
2	2 × ТМ-2500-10-0,4	2500	10	0,4	Д/Ун-11	4,35	24	5,5	1,1	2 КТП ТК 2500/10-6/0,4-У3
3	2 × ТМ-400-10-0,4	400	10	0,4	Д/Ун-11	1,15	5,5	4,5	2,1	2 КТП ТК 400/10-6/0,4-У3
4	2 × ТМ-400-10-0,4	400	10	0,4	Д/Ун-11	1,15	5,5	4,5	2,1	2 КТП ТК 400/10-6/0,4-У3
5	2 × ТМ-125-10-0,4	125	10	0,4	Д/Ун-11	0,312	2,29	4,5	2,6	2 КТП ТК 125/10-6/0,4-У3
6	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/Ун-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
7	2 × ТМ-180-10-0,4	180	10	0,4	Д/Ун-11	1	3,3	4,5	6	2 КТП ТК 180/10-6/0,4-У3
8	2 × ТМ-100-10-0,4	100	10	0,4	Д/Ун-11	0,31	1,97	4,5	2,6	2 КТП ТК 100/10-6/0,4-У3
9	2 × ТМ-1000-10-0,4	1000	10	0,4	Д/Ун-11	2,1	12	5,5	1,5	2 КТП ТК 1000/10-6/0,4-У3
10	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/Ун-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
11	2 × ТМ-400-10-0,4	400	10	0,4	Д/Ун-11	1,15	5,5	4,5	2,1	2 КТП ТК 400/10-6/0,4-У3
12	1 × ТМ-40-10-0,4	40	10	0,4	Д/Ун-11	0,24	0,88	4,5	4,5	КТП ТК 40/10-6/0,4-У3
13	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/Ун-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
14	2 × ТМ-160-10-0,4	160	10	0,4	Д/Ун-11	0,5	2,65	4,5	2,4	2 КТП ТК 160/10-6/0,4-У3
15	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/Ун-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
16	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/Ун-12	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
17	2 × ТМ-1000-10-0,4	1000	10	0,4	Д/Ун-13	2,1	12	5,5	1,5	2 КТП ТК 1000/10-6/0,4-У3
18	1 × ТМ-63-10-0,4	63	10	0,4	Д/Ун-14	0,22	1,28	4,5	2,8	КТП ТК 63/10-6/0,4-У3
19	1 × ТМ-160-10-0,4	160	10	0,4	Д/Ун-14	0,5	2,65	4,5	2,4	КТП ТК 160/10-6/0,4-У3
20	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/Ун-14	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3

Таблица 11 – Стоимость оборудования (вариант электроснабжения 1)

№ цеха	Стоимость одного трансформатора, тыс. руб.	Стоимость одного КУ, тыс. руб.	Количество трансформаторов	Итого для ЦТП (тр-ры), тыс. руб.	Итого для ЦТП (КУ), тыс. руб
1	2300	756	4	9 200,00	1512
2	2300	1860	2	4 600,00	3720
3	2300	860	2	4 600,00	1720
4	1310	243	2	2 620,00	486
5	1310	510	2	2 620,00	1020
Итого	-	-	12	23 640,00	8 458,00
Общая стоимость		32098			

Таблица 12 – Стоимость оборудования (вариант электроснабжения 2)

№ цеха	Стоимость одного трансформатора, тыс. руб.	Стоимость одного КУ, тыс. руб.	Количество трансформаторов	Итого для ЦТП (тр-ры), тыс. руб.	Итого для ЦТП (КУ), тыс. руб
1	2300	756	4	9 200,00	1512
2	2300	1860	2	4 600,00	3720
3	439	182,8	2	878,00	365,6
4	439	124	2	878,00	248
5	0	51,9	2	0,00	103,8
6	332	124	2	664,00	248
7	0	55,5	2	0,00	111
8	167	55,5	2	334,00	111
9	931	410	2	1 862,00	820
10	332	80,5	2	664,00	161
11	439	80,5	2	878,00	161

Продолжение таблицы 12

№ цеха	Стоимость одного трансформатора, тыс. руб.	Стоимость одного КУ, тыс. руб.	Количество трансформаторов	Итого для ЦТП (тр-ры), тыс. руб.	Итого для ЦТП (КУ), тыс. руб.
12	150	47,7	1	150,00	95,4
13	332	77,2	2	664,00	154,4
14	258	51,9	2	516,00	103,8
15	332	80,5	2	664,00	161
16	332	80,5	2	664,00	161
17	931	278	2	1 862,00	556
18	160	77,3	1	160,00	154,6
19	258	98,8	1	258,00	197,6
20	332	80,5	2	664,00	161
Итого	-	-	39	26 740,00	9306,2
Общая стоимость		34866,2			

Путем сравнения обоих вариантов делается вывод о том, что экономически эффективнее объединять несколько цехов в одну ЦТП. Все дальнейшие расчеты и план-схемы будут произведены для выбранного варианта (вариант № 1).

2.3 Выбор и проверка сечений кабельных линий

Для построения сети 10 кВ используются кабели с алюминиевыми жилами и конструкцией, позволяющей производить их прокладку в земле (траншеях), так как такой способ прокладки наиболее целесообразен для электроснабжения рассматриваемого производства беспилотников.

Для выбора сечений кабельных линий необходимо определить расчетные токи линий по формуле (31):

$$I_p = \frac{S'_{\text{рцтп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}} \cdot N_{\text{кл}}}, \quad (31)$$

где $S'_{\text{рцтп}}$ – расчетная мощность ЦТП с учетом компенсации реактивной мощности, кВА;

$U_{\text{вн}}$ – уровень напряжения, кВ;

$N_{\text{кл}}$ – количество кабельных линий, шт.

Для кабельной линии, питающей ЦТП №4 рабочий ток будет равен:

$$I_p = \frac{2754,77}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 79,52 \text{ А.}$$

В послеаварийном режиме (при отключении одной линии, что сопровождается возникновением режима перегрузки силовых трансформаторов КТП) ток данного режима, определяется по формуле (32):

$$I_{\text{ра}} = 2 \cdot I_p, \quad (32)$$

$$I_{\text{ра}} = 2 \cdot 79,52 = 159,05 \text{ А.}$$

Экономически целесообразное сечение $F_{\text{э}}$, мм², кабеля определяется по формуле (33):

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (33)$$

где $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, определяемая по таблице 1.3.36 [8], и равная 1,6 для кабелей типа АПВБП и предприятий, работающих в две смены с числом часов использования максимальной мощности, равным 4500 ч.

Для ЦТП №4 экономически целесообразное сечение будет равно:

$$F_{\text{э}} = \frac{79,52}{1,6} = 49,7.$$

Для питания ЦТП №4 Принимается кабель марки АПВБП 3х50.

После нахождения $F_{\text{э}}$ выбирается ближайшее стандартное сечение, для которого из справочных таблиц выбирается длительно допустимый ток $I_{\text{доп}}$, А, в зависимости от конструкции кабеля и условий прокладки. Далее выполняется проверка принятого стандартного сечения по условиям (34) и (35):

$$k_{\text{п}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}}, \quad (34)$$

$$1,3 \cdot k_{\text{п}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ра}}, \quad (35)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент прокладки, зависящий от числа кабелей в траншее и расстояния между ними, выбирается по табл.1.3.26 [8], при прокладке кабелей в каналах и туннелях этот коэффициент не учитывается;

1,3 – коэффициент допустимой перегрузки кабеля в аварийном режиме.

Проверка кабелей на падение напряжения производится по формуле (36):

$$\Delta U_{\%} = \frac{P_{\text{РЦТП}} \cdot \frac{r_{\text{уд}}}{2} \cdot L_{\text{КЛ}} + Q_{\text{РЦТП}} \cdot \frac{x_{\text{уд}}}{2} \cdot L_{\text{КЛ}}}{U_{\text{ВН}}^2} \cdot 100\%, \quad (36)$$

где $r_{\text{уд}}$ – «удельное активное сопротивление кабельных линий по» [15], Ом/км;

$x_{\text{уд}}$ – «удельное индуктивное сопротивление кабельных линий по» [15], Ом/км.

Допустимое отклонение напряжения на конце кабеля – 5% из [1].

Для линии ГПП-ЦТП 1, выполненной кабелем АПВБП 3х50, $P_{\text{РЦТП}} = 2674,45$ кВт, $Q_{\text{РЦТП}} = 511,24$ кВАр, $r_{\text{уд}} = 0,59 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ [22], $x_{\text{уд}} = 0,09 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ [22], $L_{\text{КЛ}} = 0,266$ м, $U_{\text{ВН}} = 10$ кВ.

$$\Delta U_{\%} = \frac{(2674,45 \cdot \frac{0,59}{2} \cdot 0,266 + 511,24 \cdot \frac{0,09}{2} \cdot 0,266) \cdot 1000 \cdot 100}{10000^2} = 0,22\%.$$

Окончательно кабели выбираются после расчета токов КЗ. Данные по длительно допустимым токам определены по [4] и сведены в таблице 13. Расчет падения напряжения произведен в таблице 14.

Таблица 13 – Расчет кабельных линий

№ линии	Назначение ЛЭП	Ток, А		Способ прокладки	Коэффициент прокладки	$F_{ЭК}$, мм ²	$F_{СТ}$, мм ²	Длительно-допустимый ток		Выбранное сечение	Тип
		Норм. режим	Аварий. режим					Норм. режим	Аварий. режим		
1, 2	ГПП-РП1	87,22	174,44	траншея	0,92	54,51	70,00	210,00	251,16	70,00	АПвБП
3, 4	ГПП-РП2	50,15	100,30	траншея	0,92	31,34	50,00	170,00	203,32	50,00	АПвБП
5, 6	ГПП-РП3	95,12	190,23	траншея	0,92	59,45	70,00	210,00	251,16	70,00	АПвБП
7, 8	ГПП-ТП1	85,37	170,73	траншея	0,92	53,35	70,00	210,00	251,16	70,00	АПвБП
9, 10	ГПП-ТП2	85,37	170,73	траншея	0,92	53,35	70,00	210,00	251,16	70,00	АПвБП
11, 12	ГПП-ТП3	88,89	177,78	траншея	0,92	55,56	70,00	210,00	251,16	70,00	АПвБП
13, 14	РП1-ТП4	79,52	159,05	траншея	0,92	49,70	50,00	170,00	203,32	50,00	АПвБП
15, 16	РП2-ТП5	45,66	91,31	траншея	0,92	28,54	35,00	136,00	162,66	50,00	АПвБП
17, 18	РП3-ТП6	49,15	98,29	траншея	0,92	30,72	35,00	136,00	162,66	50,00	АПвБП

Таблица 14 – Расчет падения напряжения

№ линии	Назначение ЛЭП	Кабель	$r_{уд}, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$x_{уд}, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	L , м	P , кВт	Q , кВар	$\Delta U\%$
1, 2	ГПП-РП1	АПвБП 3×70	0,42	0,086	137	2944,99	637,56	0,39
3, 4	ГПП-РП2	АПвБП 3×50	0,59	0,09	140	1662,39	496,55	0,07
5, 6	ГПП-РП3	АПвБП 3×70	0,42	0,086	415	2959,86	1192,48	0,09
7, 8	ГПП-ТП1	АПвБП 3×70	0,42	0,086	623	2846,12	802,77	0,26
9, 10	ГПП-ТП2	АПвБП 3×70	0,42	0,086	241	2846,12	802,77	0,39
11, 12	ГПП-ТП3	АПвБП 3×70	0,42	0,086	266	3071,41	219,72	0,16
13, 14	РП1-ТП4	АПвБП 3×50	0,59	0,09	201	2704,99	521,32	0,22
15, 16	РП2-ТП5	АПвБП 3×50	0,59	0,09	272	1522,39	428,74	0,09
17, 18	РП3-ТП6	АПвБП 3×50	0,59	0,09	137	1685,86	236,98	0,14

2.4 Расчет токов коротких замыканий

Расчет токов КЗ выполняется по методикам, изложенным в [13].

Мощность кз системы равна $S_{\text{КЗМАКС}} = 1400 \text{ МВА}$. Реактивное сопротивление, отнесенное к мощности системы равно 0,1 о.е.

На рисунке 3 приведена расчетная схема.

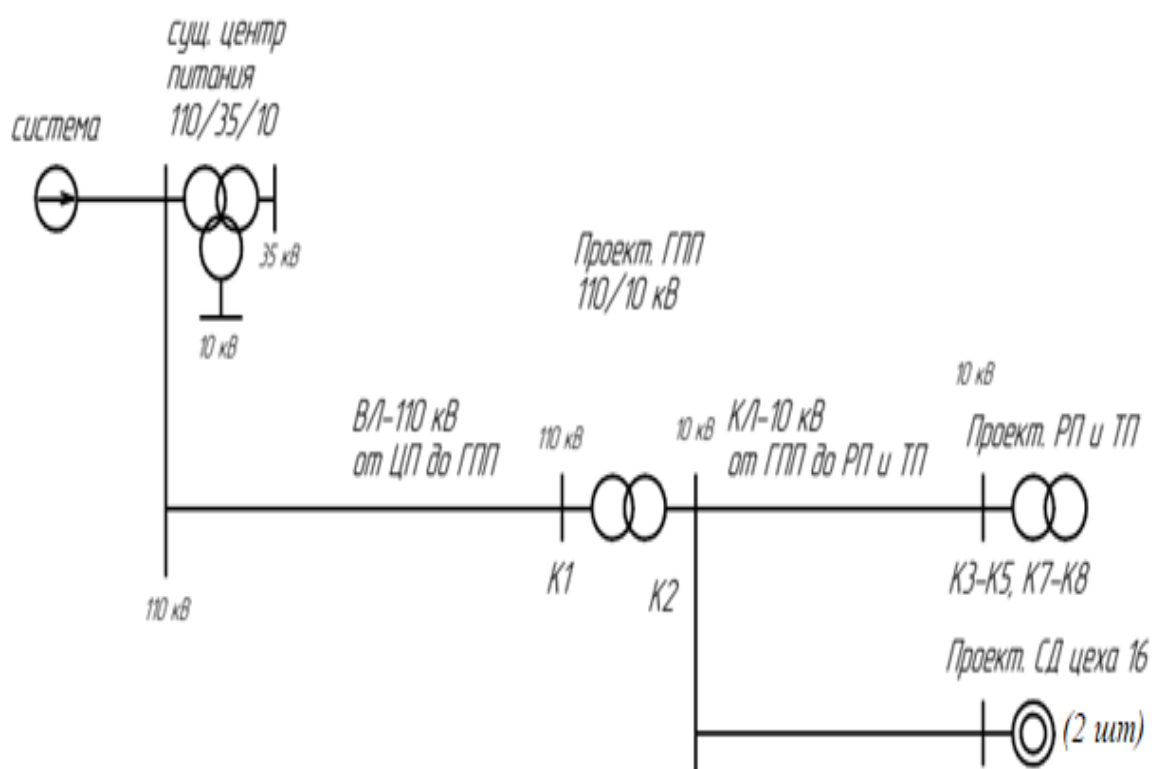


Рисунок 3 – Расчетная схема

Составим схему замещения (рисунок 4) и определим её параметры:

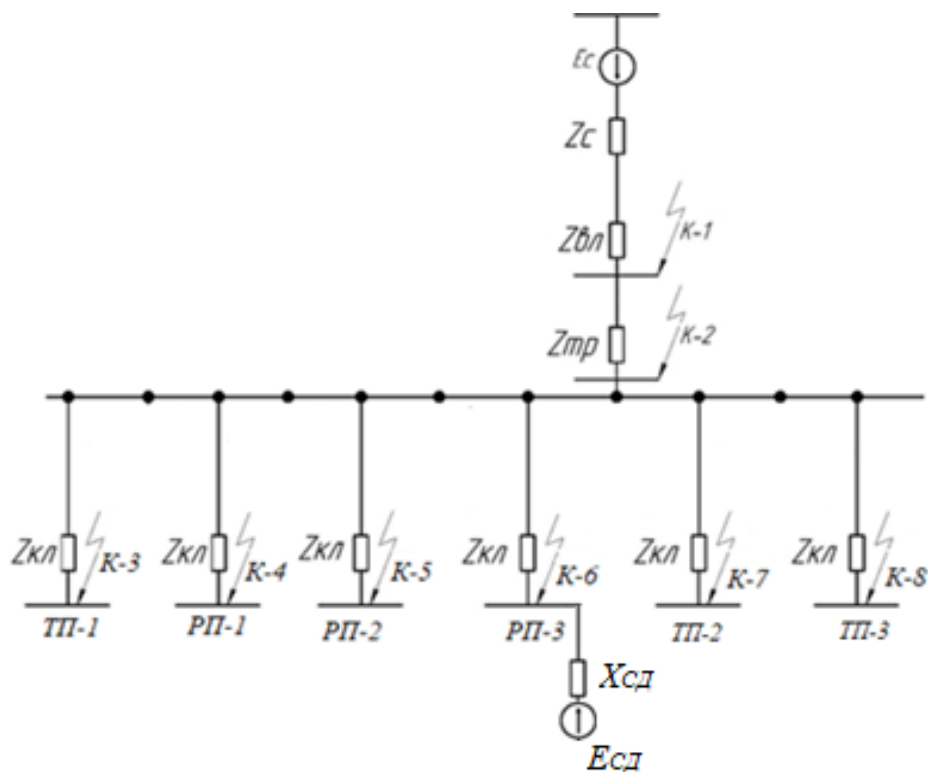


Рисунок 4 – Схема замещения

Производится расчет параметров в точке короткого замыкания на шинах РУ 110 кВ проектируемой ГПП (К-1).

Сопротивление системы определяется по формуле (37):

$$Z_c = jx' \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НС}}, \quad (37)$$

где x' – индуктивное сопротивление, отнесенное к мощности системы;

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение системы на стороне ВН, кВ;

$S_{НС}$ – номинальная мощность системы, кВА.

Значение сопротивления системы будет равно:

$$Z_c = j0,1 \cdot \frac{115^2}{1400} = 0,945j \text{ Ом.}$$

Сопротивление питающей воздушной линии электропередачи 110 кВ определяется по формуле (38):

$$Z_{\text{вл}} = (r_{\text{л}} + x_{\text{л}}) \cdot L_{\text{вл}}, \quad (39)$$

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

$x_{\text{л}}$ – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$L_{\text{вл}}$ – протяжённость линии.

Значение полного сопротивления питающей линии 110 кВ будет равно:

$$Z_{\text{вл}} = (0,422 + 0,444j) \cdot 8,4 = 3,54 + 3,73j.$$

Значение трехфазного тока короткого замыкания в точке К-1 определяется по формуле (40):

$$I_{\text{К1}} = \frac{U_{\text{вн}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{с}} + Z_{\text{вл}})}, \quad (40)$$
$$I_{\text{К1}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,54 + 3,73j + 0,945j)} = 11,318 \text{ кА.}$$

Рассчитываются параметры в точке короткого замыкания на шинах РУ 110 кВ проектируемой ГПП (К-2).

Параметры системы приводятся к уровню напряжения шин низкого напряжения ГПП по формуле (41):

$$Z_{\text{с10}} = Z_{\text{с}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}^2}{U_{\text{вн}}^2}, \quad (41)$$

где $U_{\text{вн}}$ – напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ;

$U_{\text{нн}}$ – напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ;

Приведенное сопротивление будет равно:

$$Z_{C10} = j0,945 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = j0,008 \text{ Ом.}$$

Приведенное к шинам 10 кВ сопротивление воздушной линии 110 кВ определяется по формуле (42):

$$Z_{\text{вл}10} = Z_{\text{вл}10} \cdot \frac{U_{\text{нн}}^2}{U_{\text{вн}}^2}, \quad (42)$$

$$Z_{\text{вл}10} = (3,54 + 3,73j) \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,029 + 0,031j \text{ Ом.}$$

Сопротивление силового трансформатора ГПП 110/10 кВ, приведенной к шинам 10 кВ определяется по формуле (43):

$$Z_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{т}2}}, \quad (43)$$

где $u_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания силового трансформатора, %;

Значение сопротивления трансформатора будет равно:

$$Z_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{16} = j0,723 \text{ Ом.}$$

В компрессорном цехе (цех 16) расположено 2 синхронных двигателя СДЭ2-16-46-6. Их параметры: $P_{\text{ном}} = 910$ кВт, $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $\cos \varphi = 0,861$, $\eta = 0,96$, $M_{\text{пуск}} = 2,1$, $I_{\text{пуск}} = 5,2$.

СД подключен на стороне 10 кВ, вводятся в схему замещения сверхпереходным индуктивным сопротивлением $X''_Г$ и ЭДС $E_Г$.

Определим сверхпереходное индуктивное сопротивление для СД, расположенного в цехе 16 по формуле (44):

$$X_{СД} = X'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2 \cdot \eta \cdot \cos\varphi}{P_{НОМ}}, \quad (44)$$

где X'' – приведенное значение сверхпереходного сопротивления СД, определяемое по формуле (45):

$$X'' = \frac{1}{I_{П(*)}} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{M_{П(*)}}{I_{П(*)}}\right)^2}, \quad (45)$$

где $I_{П(*)}$ – кратность пускового тока, $I_{П(*)} = 5,2$;

$M_{П(*)}$ – кратность пускового момента, $M_{П(*)} = 0,9$.

Для одного двигателя значения сопротивлений электродвигателей будут равны:

$$X_1'' = \frac{1}{5,2} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{2,1}{5,2}\right)^2} = 0,176j \text{ Ом},$$

$$X_{СД1} = X_{СД2} = 0,176j \cdot \frac{10^2 \cdot 0,959 \cdot 0,861}{0,315} = 15,9j \text{ Ом}.$$

Значение ЭДС для высоковольтных электродвигателей определяется по формуле (46):

$$E_{СД1} = E_{СД2} = E_{СД} =$$

$$= \sqrt{(U_{НОМ} \cdot \cos\varphi_{НОМ})^2 + (U_{НОМ} \cdot \sin\varphi_{НОМ} - \sqrt{3} \cdot I_{НОМ} \cdot X'')^2}, \quad (46)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение тока нагрузки электродвигателя, определяется по формуле (47).

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (47)$$
$$I_{\text{НОМ}} = \frac{910}{\sqrt{3} \cdot 10} = 61,02 \text{ А.}$$

Значение $\sin\varphi_{\text{НОМ}}$ определяется по формуле (48):

$$\sin\varphi_{\text{НОМ}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}}, \quad (48)$$
$$\sin\varphi_{\text{НОМ}} = \sqrt{1 - 0,861^2} = 0,509.$$

Значение ЭДС двигателей в соответствии с (46) будет равно:

$$E_{\text{сд}} = \sqrt{(10 \cdot 10^3 \cdot 0,861)^2 + (10 \cdot 10^3 \cdot 0,509 - \sqrt{3} \cdot 61,02 \cdot 0,175)^2} = 9991 \text{ В.}$$

Сопротивление кабельной линии, питающей РП 3, от которого подключены синхронные двигатели определяется по формуле (49):

$$Z_{\text{кЛЗ}} = (R_{\text{ОкЛЗ}} + X_{\text{ОкЛЗ}}) \cdot L_{\text{кЛ}}, \quad (49)$$

где $R_{\text{кЛЗ}}$ – удельное активное сопротивление кабеля;

$X_{\text{кЛЗ}}$ – удельное индуктивное сопротивление кабеля.

Значение сопротивления составит:

$$Z_{\text{кЛЗ}} = (0,42 + 0,086j) \cdot 0,140 = 0,059 + 0,012j \text{ Ом}$$

Значение тока короткого замыкания в точке К-2 будет определено по выражению (50):

$$I_{K2} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{C10} + Z_{ВЛ10} + Z_T)} + \frac{E_{CD}}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{X_{CD1}}{2} + \frac{Z_{КЛРПЗ}}{2}\right)}, \quad (50)$$

$$I_{K2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,008 + 0,029j + 0,031j + 0,723j)} + \frac{9,991}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{15,98j}{2} + \frac{0,059}{2} + \frac{0,012j}{2}\right)} = 8,666 \text{ кА.}$$

Далее производится расчет параметров короткого замыкания в точке К - 3:

Производится расчет суммарного сопротивления системы и электродвигателей по формуле (51):

$$Z_{\Sigma K3} = \left(\frac{1}{Z_{C10} + Z_{ВЛ10} + Z_T} + \frac{1}{\frac{X_{CD1}}{2} + \frac{Z_{КЛРПЗ}}{2}} \right)^{-1}. \quad (51)$$

Значение результирующего сопротивления будет равно:

$$Z_{\Sigma K3} = \left(\frac{1}{0,008 + 0,029j + 0,031j + 0,723j} + \frac{1}{\frac{15,98j}{2} + \frac{0,059}{2} + \frac{0,012j}{2}} \right)^{-1} = 0,03 + 0,69j \text{ Ом.} \quad (51)$$

Суммарный ЭДС системы и электродвигателей для точки К-3 определяется по формуле (52):

$$E_{\Sigma K3} = \left(\frac{E_C}{Z_C + Z_{ВЛ-1} + Z_{Т1}} + \frac{E_{CD}}{\frac{Z_{CD-1}}{2} + \frac{Z_{KL-3}}{2}} \right) \cdot Z_{\Sigma K3}, \quad (52)$$

$$E_{\Sigma K3} = \left(\frac{10}{0,008 + 0,029j + 0,031j + 0,723j} + \frac{9,998}{\frac{15,98j}{2} + \frac{0,059}{2} + \frac{0,012j}{2}} \right) \cdot (0,03 + 0,69j), = 9,93 - 0,07j \text{ кВ.}$$

Сопротивление кабельной линии от РУ-10 кВ ГПП до точки К-3:

$$Z_{KL1} = (R_{OKL1} + X_{OKL1}) \cdot L_{KL1}, \quad (53)$$

где R_{KL1} – удельное активное сопротивление кабеля;

X_{KL1} – удельное индуктивное сопротивление кабеля.

$$Z_{KL1} = (0,42 + 0,08j) \cdot 0,601 = 0,252 + 0,048j \text{ Ом.}$$

Ток короткого замыкания в точке К-3 определяется по формуле (54)

$$I_{K3} = \frac{E_{\Sigma K3}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\Sigma K3} + Z_{KL1})}, \quad (54)$$

$$I_{K3} = \frac{9,93 - 0,07j}{\sqrt{3} \cdot (0,03 + 0,69j + 0,252 + 0,048j)} = 7,224 \text{ кА.}$$

Далее производится расчет ударного тока КЗ.

Ударный ток определяется по формуле (55):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к.з.} \cdot K_{уд}, \quad (55)$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент, определяемый по формуле (56):

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (56)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, определяемая по формуле (57):

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}. \quad (57)$$

Для точки К-1 параметры ударного тока КЗ будут равны:

$$T_{aK1} = \frac{0,945 + 3,729}{314 \cdot 3,545} = 0.004 \text{ с,}$$

$$K_{удK1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1.09,$$

$$i_{удK1} = \sqrt{2} \cdot 11,318 \cdot 1.09 = 17.486 \text{ кА.}$$

Расчет параметров ударного тока КЗ для остальных точек осуществляется аналогично точке К1 по формулам (55) – (57). Результаты заносятся в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет параметров токов коротких замыканий.

Точка К.З.	$I_{кз}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	T_a
К-1	11,318	17,486	0,004
К-2	8,666	23,107	0,082
К-3	7,224	13,660	0,009
К-4	8,063	18,694	0,022
К-5	8,102	19,466	0,028
К-6	7,605	15,578	0,012
К-7	7,178	13,462	0,009
К-8	7,933	17,860	0,019

2.5 Выбор основного электрооборудования и его проверка

2.5.1 Выбор оборудования на ОРУ 110 кВ

В данном разделе бакалаврской работы производится выбор коммутационных аппаратов и измерительных трансформаторов напряжением 110 кВ и их проверка на соответствие условиям эксплуатации.

Силовые выключатели 110 кВ предварительно выбираются марки ВГТ - 1А1 – 110П * - 40 – 3150 - У1 [6]. Паспортные параметры выключатели приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Параметры элегазовых выключателей колонкового типа ВГТ - 1А1 – 110П * - 40 – 3150 - У1

$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ кА	$I_{\text{н.откл}},$ кА	$i_{\text{эл.дин}},$ кА	$I_{\text{вкл.пик}},$ кА	$i_{\text{вклпер}},$ кА	$I_{\text{терм}}/t_{\text{терм}},$ кА/с	$t_{\text{св}}/t_{\text{пв}},$ с
110	3150	40	102	102	40	40/3	0,03/0,05

Проверка выключателей условиям эксплуатации производится по нескольким параметрам. Номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (58)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение выключателя, $U_{\text{ном}} = 110\text{кВ}$;

$U_{\text{ном.сети}}$ – номинальное напряжение сети, $U_{\text{ном.сети}} = 110\text{кВ}$.

Условие (58) для выбранного типа выключателей выполняется:

$$110 \geq 110.$$

Проверка выключателей по длительно допустимому току выполняется по условию (59):

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ПА}}, \quad (59)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателя, $I_{\text{ном}} = 3150\text{А}$;
 $I_{\text{ПА}}$ – ток максимального режима (послеаварийного), определяемы по формуле (60).

$$I_{\text{ПА}} = I_{\text{номВН}} \cdot 2, \quad (60)$$
$$I_{\text{ПА}} = 83,978 \cdot 2 = 167,956 \text{ А.}$$

Для выбранного типа выключателей условие проверки выключателей длительно-допустимому току выполняется:

$$3150 \geq 167,956.$$

Проверка соответствия выбранного типа выключателей условиям электродинамической стойкости выполняется по условию (61):

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (61)$$

где $i_{\text{дин}}$ наибольший пик (ток электродинамической стойкости) КЗ, равный 102кА по паспортным данным;
 $i_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания на шинах 110 кВ ГПП.

Для выбранного типа выключателей условие электродинамической стойкости оборудования (61) выполняется:

$$102 \geq 17,486.$$

Проверка выключателя по отключающей способности выполняется по условию (62):

$$I_{\text{НОМ.ОТК}} \geq I_{\text{ПТ}}, \quad (62)$$

где $I_{\text{НОМ.ОТК}}$ – номинальный ток отключения выключателя;
 $I_{\text{ПТ}}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания на шинах РУ-110 кВ ГПП.

Для выключателей ВГТ - 1А1 – 110П * - 40 – 3150 - У1 условие проверки по отключающей способности (62) выполняется:

$$40 \geq 11,318.$$

Проверка выключателей на прохождение полного тока КЗ выполняется по условию (63):

$$\sqrt{2}I_{\text{ПТ}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2}I_{\text{НОМ.ОТК}}, \quad (63)$$

где $i_{\text{ат}}$ – «значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя» [13], определяется по формуле (64):

$$\tau = t_{\text{р.з}} + t_{\text{с.в}}, \quad (64)$$

где $t_{\text{р.з}}$ – «время действия устройств релейной защиты, для микропроцессорных устройств принимается равным 0,1 с» [6];
 $t_{\text{с.в}}$ – «собственное время отключения выключателя, равное 0,03 с» [6].

Время отключения тока КЗ выключателем по (64):

$$\tau = 0,1 + 0,03 = 0,13\text{с.}$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя определяется по формуле (65):

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (65)$$
$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,318 \cdot e^{\frac{-0,13}{0,004}} = 0,088 \text{кА}.$$

Условие соответствия прохождению полного тока КЗ по формуле (63) примет вид:

$$\sqrt{2} \cdot 11,318 + 0,088 \leq \sqrt{2} \cdot 40;$$
$$16,09 \leq \sqrt{2} \cdot 40.$$

Проверка выключателей на соответствие требованиям термической стойкости токам коротких замыканий осуществляется по условию (66):

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (66)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ;

$I_{\text{тер}}$ – среднеквадратичное значение тока КЗ за время его протекания;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания тока термической стойкости для выбранного выключателя;

Тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_k = I_{к1}^2 \cdot (t + T_a),$$

где t – время воздействия теплового импульса, определяется по формуле (67);

T_a – время затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с;

Время воздействия теплового импульса определяется следующим образом:

$$t = t_{p,z} + t_{отк.полн}, \quad (67)$$

где $t_{p,z}$ – время действия релейной защиты (для микропроцессорных устройств);

$t_{отк.полн}$ – полное время отключения выбранного типа выключателей;

$$t = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с.}$$

Тепловой импульс тока КЗ будет равен:

$$B_k = 11,318^2 \cdot (0,15 + 0,004) = 19.752 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таким образом, условие (66) для выбранного типа выключателей выполняется:

$$19.752 \leq 4800.$$

Результаты проверок выключателя приведены в таблице 17.

Выключатель проверку прошел. К установке на проектируемой ГПП принимается 2 выключателя ВГТ-1А1-110П*-40/3150 У1.

Таблица 17 – Проверка выбранного выключателя

Характеристика	Обозначение и формулы	Результат
«Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	110 = 110
Длительный максимальный ток, А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.форс}}$	3150 ≥ 167,96
Номинальный ток динамической стойкости, кА: - периодический (действующее значение) - полный (максимальное значение)	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{к1}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	40 ≥ 11,318 102 ≥ 17.486
Номинальный ток отключения, кА: - периодический (действующее значение) - полный (максимальное значение)	$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{пт}}$ $\sqrt{2}I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}$ $\leq \sqrt{2}I_{\text{ном.откл}}(1 + \beta_{\text{ном}})$	40 ≥ 11.318 16,09 ≤ 79.2
Номинальный тепловой импульс, А ² ·с» [6]	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	19.752 ≤ 4800

Далее производится выбор разъединителей 110 кВ.

Предварительно принимается к использованию разъединитель типа РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 – это двух колонковый разъединитель с двумя заземлителями. Технические характеристики разъединителя приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Технические характеристики разъединителя РДЗ-2-110/1000 УХЛ1

Показатель	Значение
«Номинальное напряжение $U_{\text{н}}$, кВ	110
Номинальный ток $I_{\text{н}}$, А	1000
Предельный сквозной ток $I_{\text{СКВ}}$, кА	80
Ток термической стойкости $I_{\text{ТЕРМ}}$, кА	31,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{ТЕРМ}}$, с» [3]	3

Проверка выбранного разъединителя выполняется в таблице 19.

Разъединитель рекомендован к использованию.

Таблица 19 – Проверка выбранного разъединителя

Характеристика	Обозначение и формулы	Результат
«Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$110 \geq 110$
Длительный максимальный ток, А	$I_{ном} \geq I_{раб.форс}$	$1000 \geq 167,956$
Номинальный ток динамической стойкости, кА:		
-периодический (действующее значение)	$I_{дин} \geq I_{к1}$	$80 \geq 11,318$
-полный (максимальное значение)	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$80 \geq 17,486$
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость), кА ² ·с» [3]	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$19,752 \leq 3736$

Для обеспечения измерений и функционирования защит производится выбор трансформаторов тока. Предварительно выбираются трансформаторы тока ТГФ-110-ІІ-0,2S/0,5/10P-200/5 УХЛ2.

Технические характеристики ТТ указаны в таблице 20 и определены по [12]. Перечень подключенных от ТТ приборов приведен в таблице 21.

Таблица 20 – Характеристики ТГФ-110-ІІ-0,2S/0,5/10P-200/5 УХЛ2

Показатель	Значение
«Номинальное напряжение U_n , кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{н1}$, А	200
Номинальный вторичный ток $I_{н2}$, А	5
Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$, кА	26
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	10
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с	3
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5
Класс точности вторичной обмотки для релейной защиты	10P
Номинальная вторичная нагрузка для измерений	20
Номинальная вторичная нагрузка для защиты» [12]	50

Таблица 21 – Подключенные приборы от трансформатора тока

Наименование и тип прибора	Нагрузка, ВА на фазу
Амперметр Э351	0,5
Счетчик активной энергии ЭУ670М	2,5
Счетчик реактивной энергии ЭУ676	2,5
Ваттметр Д335	0,5
Варметр Д335	0,5
Блок микропроцессорной защиты	10
Итого измерения:	6,5
Итого защиты	10

Проверка выбранных трансформаторов тока выполняется в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранных трансформаторов тока

Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$110 = 110$
Номинальный ток, А	$I_{1н} \geq I_{нор.расч}$ $k_1 \cdot I_{ном} \geq I_{раб.форс}$	$100 \geq 83,98$ $120 \geq 167,96$
Динамическая стойкость, кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$26 \geq 17,486$
Термическая стойкость, кА ² ·с	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{ном.тер}$	$19,752 \leq 300$
Вторичная нагрузка для измерений	$S_{ном2} \geq S_{факт2}$	$20 \geq 6,5$
Вторичная нагрузка для защиты	$S_{ном2} \geq S_{факт2}$	$50 \geq 10$

Для защиты от перенапряжений на РУ 110 кВ производится выбор нелинейных ограничителей перенапряжения типа ОПН-110 УХЛ1.

Их выбор осуществляется по условию (68):

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (68)$$

$$110 \geq 110.$$

Делается вывод о возможности применения данного типа ОПН на шинах РУ-110 кВ ГПП.

2.5.2 Выбор оборудования на ОРУ 10 кВ

В данном разделе производится выбор и проверка оборудования РУ - 10 В проектируемой ГПП.

Предварительно производится выбор выключателя 10 кВ марки ВВ/TEL-10-31.5/1250-У2. Это выключатель вакуумный с параметрами, приведенными в таблице 23.

Таблица 23 – Характеристики выключателя ВВ/TEL-10-31.5/1250-У2 [11]

Показатель		Значение
«Номинальное напряжение U_n , кВ		10
Номинальный ток I_n , А		1250
Номинальный ток отключения $I_{отк.н}$, кА		31.5
Нормированное содержание апериодической составляющей β , %		40
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА /допустимое время его действия $t_{терм}$, с		31.5/3
Предельный сквозной ток, кА	Наибольший пик $i_{н.скв.}$	51
	Начальное действующее значение периодической составляющей $I_{скв}$	31.5
Номинальный ток включения, кА	Наибольший пик $i_{вкл}$	80
	Начальное действующее значение периодической составляющей $I_{вкл}$	31.5
Собственное время отключения выключателя, $t_{собс.отк}$, с		0,020
Время отключения выключателя, $t_{отк}$, с» [11]		0,048

Проверка выбранных выключателей производится в таблице 24.

Проверка выполняется аналогично выключателям по стороне ВН проектируемой ГПП,

Таблица 24 – Проверка выбранных выключателей

Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
«Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$10 \geq 10$
Длительный максимальный ток, А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.форс}}$	$1250 \geq 902,17$
Ток динамической стойкости, кА: -периодический -полный	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$	$31,5 \geq 8,666$ $51 \geq 23,107$
Номинальный ток отключения, кА: -периодический (действующее значение) -полный (максимальное значение)	$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ар}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}}$	$31,5 \geq 8,666$ $39,6 \geq 23,108$
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость), кА ² ·с» [11]	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$17,286 \leq 2976,75$

«Так как выключатели удовлетворяют всем условиям проверки, то принимаем к установке в РУ 10 кВ выключатели ввода марки ВВ/TEL-10-31.5/1250-У2. В качестве секционного выключателя и линейных выключателей, а также выключателей в линиях СД принимаем выключатели такой же марки, как и ввода, их расчеты на проверку идентичны.

Выключатели ввода, секционный и линейные выключатели ВВ/TEL-10-31,5/1250-У3 помещаем в ячейки КРУ серии D-12Р [14]. Технические характеристики ячейки КРУ приведены в таблице 25.» [10].

Таблица 25 – Техническая характеристика КРУ серии D-12Р

Показатель	Значение
«Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей, А	1250
Номинальный ток сборных шин, А	1250
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31.5
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$, кА /допустимое время его действия $t_{\text{терм}}$, с» [11]	31.5/3

«Далее производится выбор трансформаторов тока. Предварительно для вводных и секционных ячеек выбираются трансформаторы тока типа ТЛК – 10 - 05/10Р / 1000 / 5 УЗ. Параметры выключателей приведены в таблице 26.» [3].

Таблица 26 – Характеристики ТЛК – 10 - 05/10Р / 1000 / 5 УЗ

Параметр	Значение
«Номинальное напряжение U_n , кВ	10
Номинальный первичный ток I_{n1} , А	1000
Номинальный вторичный ток I_{n2} , А	5
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	31,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с	3
Мощность вторичной нагрузки для измерений, ВА	10
Мощность вторичной нагрузка для защиты, ВА» [16]	15

Проверка выбранных трансформаторов тока для вводных и секционной ячейки проводится в таблице 27.

Таблица 27 – Проверка выбранного трансформатора тока

Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети.}$	$10 \geq 10$
Номинальный ток, А	$I_{н} \geq I_{нор.расч.}$ $k_1 I_{ном} \geq I_{раб.форс}$	$1000 \geq 451,085$ $1200 \geq 902,17$
Динамическая стойкость, кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$81 \geq 23,107$
Термическая стойкость, кА ² ·с	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$17,286 \leq 2976$
Вторичная нагрузка для измерений	$S_{ном2} \geq S_{факт2}$	$10 \geq 6,5$
Вторичная нагрузка для защиты	$\cdot S_{ном2} \geq S_{факт2}$	$15 \geq 10$

«Все условия выбора выполняются. Принимаем к установке трансформатор тока данного типа. Выбранные для установки в цепи линейных выключателей 10 кВ трансформаторы тока представлены в таблице 28.» [2].

Таблица 28 - Выбранные трансформаторы тока для отходящих линий

Отходящая линия	$I_{ном}, A$	$I_{р.фарс.}, A$	Марка ТТ
ГПП-РП1 (ТП4 и ЭП 10 кВ цеха №7)	87,22	174,44	ТЛК-10-5-0,5/10Р-200/5У3
ГПП-РП2 (ТП5 и ЭП 10 кВ цеха №14)	50,15	100,30	ТЛК-10-5-0,5/10Р-125/5У3
ГПП-РП3 (ТП6 и ЭП 10 кВ цеха №16)	95,12	190,23	ТЛК-10-5-0,5/10Р-200/5У3
ГПП-ТП1	85,37	170,73	ТЛК-10-5-0,5/10Р-200/5У3
ГПП-ТП2	85,37	170,73	ТЛК-10-5-0,5/10Р-200/5У3
ГПП-ТП3	88,89	177,78	ТЛК-10-5-0,5/10Р-200/5У3
РП1-ТП4	79,52	159,05	ТЛК-10-5-0,5/10Р-200/5У3
РП2-ТП5	45,66	91,31	ТЛК-10-5-0,5/10Р-100/5У3
РП3-ТП6	49,15	98,29	ТЛК-10-5-0,5/10Р-100/5У3

Выбор трансформаторов напряжения осуществляется по номинальному напряжению. Для целей учета электроэнергии, измерений и работы релейной защиты производится предварительный выбор трансформаторов напряжения марки НАМИТ-10-2 с защитой от феррорезонанса.

Параметры трансформаторов НАМИТ-10-2 приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Параметры НАМИТ 10-2 [7]

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10
Номинальное напряжение вторичной основной обмотки, В	100
Номинальная мощность основных вторичных обмоток на вводах, ВА: - в классе точности 0,2 «ав»; «вс»; «са» - в классе точности 0,5 «ав»; «вс»; «са» - в классе точности 1 «ав»; «вс»; «са» - в классе точности 3 «ав»; «вс»; «са»	75; 75; 0 100; 100 150; 150; 0 150; 150; 150
Номинальная частота, Гц	50

Расчет мощности нагрузки, подключаемой от трансформаторов напряжения приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения

Наименования приборов	Тип	Мощность одной обмотки	Число катушек	tg φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	ЭВ2259М	1,5	2	1	1	3,00	–
Ваттметр	ЦП8506	0,25	1	1	1	0,25	–
Варметр	ЦП8506	0,25	1	0	1	–	0,25
Счетчик	Мерк 230ART	1	3	0,43	11	45	94,48
Итого	-	-	-	-	-	36,25	69,55

Полная мощность вторичной нагрузки трансформаторов напряжения будет равна:

$$S_{2РАСЧ} = \sqrt{P_{ПРИБ}^2 + Q_{ПРИБ}^2}, \quad (69)$$

$$S_{2РАСЧ} = \sqrt{36,25^2 + 69,55^2} = 78,43 \text{ ВА.}$$

Номинальная мощность вторичных обмоток трансформатора напряжения типа НАМИТ-10-2 для класса точности 0,5 равная 100 ВА, следовательно, данные трансформаторы могут быть применены на ГПП.

Далее производится выбор трансформаторов собственных нужд.

Расчетная нагрузка собственных нужд определяется по формуле (70):

$$S_P = k_C \cdot \sqrt{P_{УСТ}^2 + Q_{УСТ}^2}, \quad (70)$$

где k_C – коэффициент спроса на использование оборудования собственных нужд;

Состав потребителей собственных нужд приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Состав нагрузок собственных нужд ГПП

Электроприемник	Установленная мощность	Коэф. мощн. $\cos\varphi$	Кол-во шт	Установленная мощность	
	кВт			кВт	кВа
Освещение РУ	0,25	1	5	1,25	1,25
Отопление, освещение, вентиляция КРУН	7	1	1	7	7,00
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	7	1	1	7	7,00
Двигатели системы охлаждения силового трансформатора и РПН	5	0,85	2	10	11,76
Электроподогрев элегазовых выключателей	5	1	2	10	10,00
Электроподогрев разъединителей 110 кВ	5	1	6	30	30,00
Электропитание телемеханики и аппаратуры связи	2	1	1	2	2,00
Электроподгрев шкафа РЗ	1	1	12	12	12,00
Электропитание системы пожаротушения	15	1	1	15	15,00
Итого:	-	-	-	75,40	76,81

Минимальная мощность трансформаторов собственных нужд определяется по формуле (71):

$$S_T = \frac{S_p}{1,4}, \quad (71)$$

$$S_T = \frac{76,81}{1,4} = 54,86 \text{ кВА.}$$

К установке принимается два силовых трансформатора собственных нужд мощностью 63 кВА напряжением 10/0,4 кВ.

Учет электрической энергии осуществляется на проектируемом оборудовании с использованием трансформаторов тока и напряжения, выбранных в данном разделе настоящей работы. Для учета электроэнергии необходимо использовать современные интеллектуальные приборы учета электроэнергии, позволяющие вести учет по нескольким тарифным зонам с

фиксацией почасовых объёмов как активной, так и реактивной мощности, имеющие возможность интеграции в системы АСКУЭ и поддерживающие технологии передачи данных по оптическим интерфейсам и интерфейсам беспроводной передачи данных. К таким приборам учета относятся устройства типа Меркурий 230 ART [16].

Выводы по разделу: в данном разделе определены электрические нагрузки по цехам и в целом по предприятию, определены мероприятия по компенсации реактивной мощности. На основании рассчитанных нагрузок произведён выбор силовых трансформаторов, проводников, измерительных трансформаторов и коммутационных аппаратов. Все выбранное оборудование проверено по условиям работы в режиме короткого замыкания для обеспечения максимально надёжной работы системы электроснабжения предприятия.

3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики

3.1 Виды применяемых устройств релейной защиты и автоматики

Надежная работа оборудования подстанции обеспечивается с помощью устройств релейной защиты. Устройства релейной защиты представляют собой отдельные комплекты, оказывающие управляющее воздействие на силовые выключатели и защищающие определенный участок сети или конкретное оборудование.

Наиболее дорогостоящим и сложным в эксплуатации является силовой трансформатор.

На основе опыта эксплуатации силовых трансформаторов 110 кВ, «можно сделать вывод о том что они имеют более высокую вероятность выхода из строя (повреждения) по сравнению с другим оборудованием ГПП (шинами, трансформаторами тока и прочего оборудования).

При повреждениях в силовых трансформаторах, наиболее часто встречающимися являются:

- трехфазные и двухфазные короткие замыкания, которые возникают между обмотками внутри корпуса трансформатора или же между выводами высокого и низкого напряжения;
- неисправности, возникающие между витками одной фазы обмотки (межвитковые замыкания);

Анализ неисправностей трансформатора показал, что наибольшее количество повреждений возникает в результате короткого замыкания на внешних выводах, нарушения целостности обмоток и магнитопроводов» [14].

Причиной возникновения короткого замыкания на вводах обмоток по причине неудовлетворительного качества изоляции проходных изоляторов (механические повреждения, низкое качество масла, стойкие внешние загрязнения).

Также возможно повреждение вводов по причине перенапряжений (атмосферных, коммутационных).

«Угроза для трансформатора и его компонентов в виде междуфазных коротких замыканий наиболее существенная, в связи с тем, что они сопровождаются существенными скачками токов, расчет которых произведен в разделе расчета токов коротких замыканий.

Для предотвращения дальнейшего развития повреждения и возгорания трансформатора, требуется за минимально короткий промежуток времени произвести отключение силового трансформаторов от электрической сети с помощью устройств РЗА и коммутационных аппаратов (силовых выключателей).

Помимо этого, быстрое отключение поврежденного трансформатора способствует предотвращению распространения аварии на другие участки сети, а также обеспечивает бесперебойное электроснабжение потребителей» [11].

Силовые трансформаторы «должны быть снабжены устройствами релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- междуфазных замыканий на обмотках и вводах;
- однофазных замыканиях на обмотках и водах;
- межвитковых замыканиях на обмотках;
- внешних коротких замыканий;
- перегрузки;
- понижение уровня масла» [10].

«Для защиты понижающих трансформаторов от повреждений и аварийных состояний, следует использовать основной вид релейной защиты – защита от коротких замыканий в обмотках и их внешних выводах с, которая осуществляется путем применения продольной дифференциальной защиты. В качестве резервной защиты применяется токовая защита.

От всех видов повреждений, которые могут возникнуть в баке трансформатора и сопровождаться выделением газа из трансформаторного масла, а также от понижения уровня масла, трансформаторы мощностью 16 МВА применяется газовая защита.

Максимальная токовая защита (с пуском или без него) предназначена для защиты от перегрузок по току, которые могут возникнуть в результате коротких замыканий на низковольтной стороне трансформатора, не зависимо от его мощности и наличия других видов релейной защиты» [9].

Для предотвращения однофазных замыканий на землю в сетях, работающих с изолированной нейтралью, а именно в сетях 10 кВ, подключенных от ГПП и питающих цеховые ТП применяется защита от однофазных замыканий на землю, реализованная на анализе составляющих нулевой последовательности токов и напряжений.

В качестве защиты от коротких замыканий на отходящих линиях 10 кВ используются наиболее распространенные токовые защиты (токовая отсечка, максимальная токовая защита).

Все защиты, описанные в настоящем разделе, реализуются с помощью микропроцессорных устройств защиты – наиболее современных устройств, обладающих существенным преимуществом перед устаревшими электромеханическими устройства.

К преимуществам микропроцессорных устройств относятся отсутствие механических движущихся частей, отсутствие необходимости обслуживания (очистки от пыли, проверки механизмов), наличие устройств самодиагностики, возможность интеграции в существующие системы телемеханики и мониторинга сети, ведение регистра событий, простота настройки и изменения уставок.

В конкретных устройствах РЗА выбираются блоки БМРЗ Российского предприятия ООО НТЦ «Механотроника».

В настоящей выпускной квалификационной работе производится расчет уставок отходящих линий, питающих отходящие от ГПП кабельные линии.

3.2 Расчет уставок

На одиночных линиях с односторонним питанием защита от многофазных замыканий должна выполняться, как правило, в виде двухступенчатой защиты, первая ступень которой – токовая отсечка, вторая – максимальная токовая защита с независимой или с зависимой выдержкой времени.

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП).

3.2.1 Расчет токовой отсечки

Ток срабатывания токовой отсечки определяется по [10] по формуле (72):

$$I_{с.з.} = k_{отс} \cdot I_{К2}^{(3)}, \quad (72)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки; выбирается $k_{отс} = 1,3$ для защиты для блоков БМРЗ;

$I_{К2}^{(3)}$ – максимальный ток КЗ в начале защищаемой зоны защиты смежного участка сети.

Для КЛ-10 кВ, питающей РП-10 кВ №1 ток срабатывания токовой отсечки будет равен:

$$I'_{с.з.} = 1,3 \cdot 8,666 = 11,265 \text{ кА.}$$

Время срабатывания первой ступени защиты (ТО) отстраивается от времени срабатывания ограничителей перенапряжения составляет:

$$t_{сз} = 0,1 \text{ с.}$$

Токовая отсечка защищает не весь участок, а только часть линии. Это наиболее быстродействующая защита, ее коэффициент чувствительности не рассчитывается.

Значение уставки токовой отсечки одинаково для всех присоединений.

3.2.2 Расчет максимальной токовой защиты

Ток срабатывания максимальной токовой защиты рассчитывается по [10] по формуле (73):

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб max}}, \quad (73)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки $k_{\text{отс}} = 1,2$;

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент самозапуска двигателей потребителей;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата токового реле защиты, для блоков БМРЗ равный 0,95;

$I_{\text{раб max}}$ – максимальный рабочий ток кабельной линии.

Для кабельной линии, питающей РП 1 ток срабатывания МТЗ будет равен:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 174,44 \cdot 10^{-3} = 0,441 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле (74):

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{2 \cdot I_{\text{МТЗ}}}. \quad (74)$$

Для кабельной линии, питающей РП 1 коэффициент чувствительности будет равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7,224}{2 \cdot 0,441} = 14,196 > 2.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям [8], защита обладает достаточной селективностью для надежной защиты оборудования ГПП.

Результаты расчета для остальных отходящих кабельных линий от ГПП приводятся в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет уставок релейной защиты

№ уставки	Назначение ЛЭП	Кабель	$I_{\text{к}}$, кА	$I_{\text{МТЗ}}$, кА	$k_{\text{ч}}$
1, 2	ГПП-РП1	АПВБП 3×70	7,224	0,441	14,196
3, 4	ГПП-РП2	АПВБП 3×50	8,063	0,253	27,560
5, 6	ГПП-РП3	АПВБП 3×70	8,102	0,481	14,600
7, 8	ГПП-ТП1	АПВБП 3×70	7,605	0,431	15,269
9, 10	ГПП-ТП2	АПВБП 3×70	7,178	0,431	14,412
11, 12	ГПП-ТП3	АПВБП 3×70	7,933	0,449	15,296

Выводы по разделу: в данном разделе выбраны устройства релейной защиты и автоматики, а также произведён расчет уставок защит для максимально быстрого и селективного отключения поврежденных элементов сети.

4 Расчет защитного заземления и молниезащиты

4.1 Расчет заземляющего устройства

Требования [8] к сопротивлению заземляющих устройств различаются для РУ 110 кВ и РУ-10 кВ проектируемой ГПП.

«Сопротивление заземляющего устройства для электроустановок РУ-110 кВ (с глухозаземленной или эффективно-заземленной нейтралью) в любое время года должно составлять не более 0,5 Ом. Сопротивление заземляющего устройства для электроустановок, напряжением 10кВ с изолированной нейтралью в любое время года должно составлять не более 10 Ом.

Для ПС 110/10 кВ будет предусмотрен один контур заземления с сопротивлением, соответствующим наименьшему требуемому для оборудования здания – 0,5 Ом.

Для обеспечения высокой степени электробезопасности следует предусмотреть контурное заземление.

Стороны контура заземления будут равны 112,5х67,5. Горизонтальное заземление будет проложено сеткой, с количеством полос 10х16. Тогда общая протяженность горизонтальных заземлителей составит 2205 м.

Определяется сопротивление горизонтальных заземлителей (соединительной полосы контура) по формуле» [4]:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366}{L} \cdot \rho \cdot K_M \cdot \lg \frac{2L^2}{b \cdot t}, \quad (75)$$

где R_{Γ} – сопротивление плоского горизонтального заземлителя;

ρ – удельное сопротивление почвы, для грунта равно 100 Ом*м;

L – длина заземлителя, равна 2205м;

K_M – коэффициент, при глубине заложения 0,8 м для климатической зоны 3 равный 2;

b – ширина полосового заземлителя, равный 0,012 м;

t – глубина заложения – 0,8 м.

Сопротивление горизонтальных заземлителей будет равно:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366}{2205} \cdot 300 \cdot 2 \cdot \lg \frac{2 \cdot 2205^2}{0,012 \cdot 0,8} = 0,89 \text{ Ом.}$$

Общее требуемое сопротивление вертикальных заземлителей определяется по формуле (76):

$$R_{\text{В}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{\text{Н}}}{R_{\Gamma} - R_{\text{Н}}}, \quad (76)$$

где $R_{\text{Н}}$ – требуемое сопротивление, равное 0,5 Ом.

Требуемое сопротивление будет равно:

$$R_{\text{В}} = \frac{0,89 \cdot 0,5}{0,89 - 0,5} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одного вертикального заземлителя (уголок размером 60х60х6 мм длиной 2,5 м) при глубине заложения 0,8 м определяется по формуле (77):

$$R_{\text{В0}} = 0,3 \cdot \rho \cdot K_{\text{М}}, \quad (77)$$

где $K_{\text{М}}$ равно 1,4 для вертикального заземлителя с глубиной заложения 0,8м.

$$R_{\text{В0}} = 0,298 \cdot 100 \cdot 1,4 = 41,72 \text{ Ом.}$$

«Минимальное число вертикальных заземлителей с учетом коэффициента использования определяется по формуле (78):

$$n_B = \frac{R_{BO}}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (78)$$

где η_B – коэффициент использования вертикальных заземлителей. Принимаем его равным 0,62 (для расстояния между заземлителями 7,5 м и длины заземлителя 2,5 м)» [7].

Число вертикальных заземлителей берем равным 160.

$$n_B = \frac{41,72}{1,13 \cdot 0,62} = 51,6 \text{ шт.}$$

Сопротивление растеканию зарядов вертикальных заземлителей с учетом их экранирующего влияния определяется по формуле (79):

$$R_B = \frac{R_{BO}}{n_B \cdot \eta_B}, \quad (79)$$

где η_B – уточненный коэффициент использования.

Значение сопротивления будет равно:

$$R_B = \frac{41,72}{160 \cdot 0,62} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растеканию зарядов горизонтальных заземлителей с учетом их экранирующего влияния определяется по формуле (80):

$$R_\Gamma = \frac{R'_\Gamma}{\eta_\Gamma}, \quad (80)$$

где η_Γ - коэффициент использования горизонтальных заземлителей, равен 0,33 (справочные данные).

$$R_{\Gamma} = \frac{0,89}{0,33} = 2,7 \text{ Ом.} \quad (80)$$

Результирующее сопротивление спроектированного заземляющего устройства равно:

$$R_{\text{Н}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{\text{В}}}{R_{\Gamma} + R_{\text{В}}}, \quad (81)$$

$$R_{\text{Н}} = \frac{2,7 \cdot 0,42}{2,7 + 0,42} = 0,36 \text{ Ом.}$$

В итоге получен контур заземления, состоящий из полос горизонтальных заземлителей по площади ПС с размером 112,5х67,5 с 160 распределенными равномерно электродами. Сопротивление контура заземления удовлетворяет требованиям» [8].

4.2 Расчет молниезащиты

От прямого воздействия молнии на оборудование и распределительные устройства главной понизительной подстанции, их необходимо защитить с помощью молниеотводов. Основным элементом молниеотвода является металлический молниеприемник, который возвышается над объектом защиты и принимает удар молнии. Помимо всего прочего, он представляет собой токопроводящий спуск с заземлителем в качестве источника тока, который ведет к источнику тока, по которому электрический ток молнии направляется в землю.

На рисунке 5 показаны четыре стержневых молниеотвода, которые располагаются в углах проектируемой ГПП.

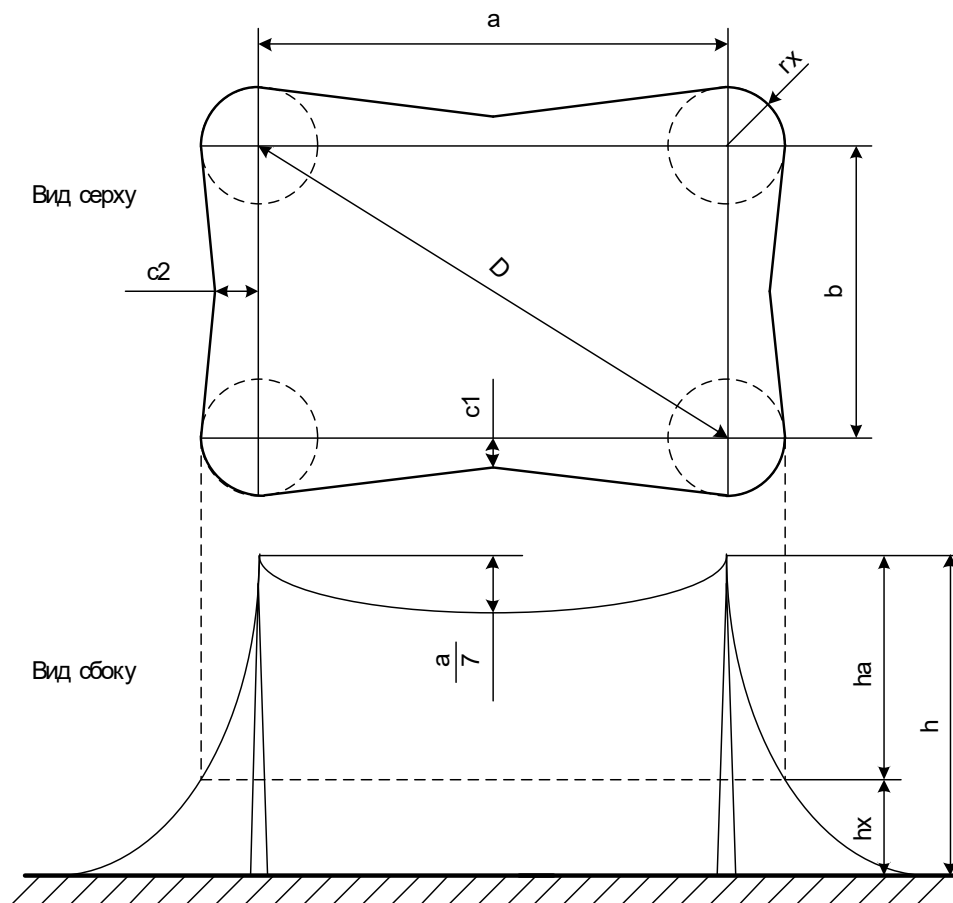


Рисунок 5 – Зона защиты четырех молниеприемников

Зона, защищающая верхнюю точку расположения элементов электрооборудования h_x , составляет 6,3 м.

«Для защиты молниеотводов определена зона. Она составляет 25 метров.

По причине превышения количества молниеотводов двух штук, внешние границы защищаемой зоны могут быть определены по формуле (82):

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (82)$$

где h_a – превышение молниеотвода над рассматриваемым уровнем, которое определяется по» [20]:

$$h_a = h - h_x, \quad (83)$$

$$h_a = 25 - 6,3 = 18,7 \text{ м},$$

$$r_x = 18,7 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{6,3}{15}} = 23,89 \text{ м}.$$

В соответствии с требованиями (84), высота защитной зоны должна удовлетворять условию:

$$a \leq 7 \cdot h_a, \quad (84)$$

$$100 \leq 7 \cdot 18,7 = 130,9.$$

Необходимо соблюдение условий уравнения (85), которые направлены на обеспечение защиты всей площади.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2} \leq 8 \cdot h_a, \quad (85)$$

$$D = \sqrt{100^2 + 60^2} \leq 8 \cdot 18,7,$$

$$D = 70 \leq 149,6.$$

Все оборудование подстанции, находящееся на территории ГПП, находится в зоне действия защитных молниеотводов, которые защищают его от воздействия молнии.

Выводы по разделу: в данном разделе определены мероприятия по защите персонала от шагового напряжения и напряжения прикосновения путем проектирования заземляющего устройства, а также определены мероприятия по защите оборудования от ударов молнии путем проектирования молниеприемников.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос электроснабжения предприятия по производству беспилотников.

Грамотно и спроектированная система электроснабжения обеспечивает безопасность и надежность функционирования всего предприятия. Для обеспечения производства качественным электроснабжением с требуемой категорией надежности в работе произведен расчет электрических нагрузок предприятия. На основании полученных расчетных значений электрических нагрузок произведен выбор силовых трансформаторов главной понизительной подстанции и цеховых трансформаторных подстанций.

Для обеспечения надежности срабатывания коммутационных аппаратов, в работе рассчитаны токи короткого замыкания и проведена проверка соответствия параметров выбранного оборудования режимам короткого замыкания, также выбраны современные микропроцессорные устройства релейной защиты, произведен расчет их уставок.

Для обеспечения защиты персонала, работающего на производстве и работников, обслуживающих электрические установки, произведен расчет заземляющего устройства, способного обеспечить требуемые по нормативным документам значения сопротивлений. Для защиты оборудования главной понизительной подстанции от ударов молнии спроектированы устройства молниезащиты.

В результате выполнения работы спроектирована система электроснабжения, обеспечивающая все цеха предприятия по производству беспилотников качественной электроэнергией, способная функционировать в случае выхода из строя отдельных элементов сети без влияния на производственный процесс.

Полученные навыки могут быть использованы как в проектной деятельности, так и при эксплуатации систем электроснабжения.

Список используемых источников

1. Волков В.М. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к курсовому проектированию. Архангельск: Издательство АГТУ, 2005. 34 с.
2. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Издательство стандартов, 1985. 36 с.
3. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: – Томск: Издательство ТПИ, 2005. 168 с.
4. Карпетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: ЭНАС, 2009. 392 с.
5. Параметры выключателей 110 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://www.ess-ltd.ru/elektro/vgt-110.html?ysclid=lv1f12wyun990284692> (дата обращения: 14.05.2024).
6. Параметры приборов учета [Электронный ресурс] : Счетчики электроэнергии. НКП Инкотекс. URL: <https://www.incotexcom.ru/catalogue/230art?ysclid=lumzhlyd9x411017946> (дата обращения: 06.03.2024).
7. Параметры трансформаторов напряжения НАМИТ-10-2 [Электронный ресурс]: URL: <https://samtrans.nt-rt.ru/images/manuals/k3-3.pdf?ysclid=luzj42jrfs366104341> (дата обращения: 14.05.2024).
8. Параметры УКРМ [Электронный ресурс] : Каталог продукции УКРМ г. Завод электротехнического оборудования классом напряжения 1 и 10 кВ ООО «ЭнергоЗапад». URL: <http://energozapad.ru/kompensatory-reaktivnoy-moschnosti> (дата обращения: 15.01.2024).
9. Параметры электродвигателей [Электронный ресурс]: Справочный каталог производителя электродвигателей ООО «Сибирский завод электрических машин». URL: <https://s-zm.ru/elektrodvigateli-serii-sde?ysclid=luzczgo68v578881698> (дата обращения: 14.05.2024).

10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-ое издание. Редакция 2007 года [Электронный ресурс]. URL: https://pue-7.ru/pue_7.pdf?ysclid=lx25tb9dum228844056 (дата обращения: 14.05.2024).

11. Прайс лист на трансформаторы [Электронный каталог]. URL: <https://xn----ftbftijld1k.xn--p1ai/?ysclid=lx25u7wrvx685479500> (дата обращения: 14.05.2024);

12. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания. Стандарт организации СТО ДИВГ-059-2017. Санкт-Петербург, 2017. 74 с.

13. Руководство по эксплуатации вакуумных выключателей ВВ/TEL [Электронный ресурс]. URL: https://energobastion.ru/f/tip_solution/bb_tel_02/shema_1.pdf?ysclid=luzisw309t669572288 (дата обращения: 14.05.2024).

14. Руководство по эксплуатации трансформаторов тока 110 кВ [Электронный ресурс]. URL: https://sf.kz/downloads/trans_zeto/Katalog.pdf (дата обращения: 14.05.2024).

15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.257-98. М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002 г.

16. Руководящий технический материал по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92. М.: Тяжпромэлектропроект, 1992 г.

17. Справочные данные параметров кабелей [Электронный ресурс]: Справочные данные параметров кабелей. URL: https://powersystem.info/index.php?title=%D0%A1%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BE%D1%87%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D0%B4%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D0%BF%D0%B0%D1%80%D0%B0%D0%BC%D0%B5%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B2_%D0%BA%D0%B0%D0%B1%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%B9 (дата обращения: 14.05.2024).

18. Справочные параметры трансформаторов до 35 кВ [Электронный ресурс]: Справочные данные параметров трансформаторов до 35 кВ. URL:

https://powersystem.info/index.php?title=%D0%A1%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BE%D1%87%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D0%B4%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D0%BF%D0%B0%D1%80%D0%B0%D0%BC%D0%B5%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B2_%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%81%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B2_%D0%B4%D0%BE_35_%D0%BA%D0%92 (дата обращения: 14.05.2024).

19. Справочные параметры трансформаторов от 35 кВ [Электронный ресурс]: Справочные данные параметров трансформаторов от 35 кВ. URL: https://powersystem.info/index.php?title=%D0%A1%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BE%D1%87%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D0%B4%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D0%BF%D0%B0%D1%80%D0%B0%D0%BC%D0%B5%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B2_%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%81%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B2_%D0%BE%D1%82_35_%D0%BA%D0%92 (дата обращения: 14.05.2024).

20. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Станадрт организации СТО 56947007-29.240.30.010-2008. 2007. 132 с.