

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Проектирование системы электроснабжения завода строительного оборудования

Обучающийся

А.В. Ребриков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. А.Г. Сорокин

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

Тольятти 2023

## Аннотация

Тема данной выпускной квалификационной работы «Проектирование системы электроснабжения завода строительного оборудования».

Цель выпускной квалификационной работы – разработка проекта системы электроснабжения цехов завода с применением последних разработок науки и техники, с обеспечением всех требований, которые предъявляются к системам электроснабжения, а также особенностей протекающих на предприятии технологических процессов.

Объект исследования – система электроснабжения завода строительного оборудования.

Предмет исследования – поиск оптимальных подходов в процессе проектирования системы электроснабжения и энергообеспечения цехов завода.

Результатом настоящей выпускной квалификационной работы являются технически-обоснованные предложения по разработке системы электроснабжения группы цехов, а также комплекс практических рекомендаций по организации монтажа и ввода в эксплуатацию технического оборудования.

## Содержание

Введение.....	4
1 Общая часть .....	6
1.1 Исходные данные для проектирования .....	6
1.2 Требования к системе электроснабжения .....	7
2 Расчет системы электроснабжения .....	10
2.1 Расчёт электрических нагрузок .....	11
2.2 Определение центра электрических нагрузок .....	17
2.3 Выбор силовых трансформаторов ГПП и ТП .....	19
2.4 Выбор КЛ и ВЛ.....	22
2.5 Выбор токов короткого замыкания .....	27
2.6 Выбор оборудования.....	44
2.6.1 Выбор выключателей 10 кВ.....	44
2.6.2 Выбор трансформаторов тока.....	46
2.6.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	47
2.6.4 Выбор устройств релейной защиты и автоматики .....	49
2.6.5 Расчет уставок защит отходящих линий .....	52
2.6.6 Выбор устройств автоматизации цеховых ТП.....	55
3 Расчет защитного заземления и молниезащиты .....	59
3.1 Расчет заземляющего устройства .....	59
3.2 Расчет молниезащиты.....	63
Список используемых источников.....	66

## Введение

Среди множества областей народного хозяйства, одной из важнейших является электроэнергетика. В современных условиях невозможно переоценить ее значимость. В связи с развитием производств, внедрением передовых технологий происходит постоянный рост потребляемой энергии машинами и агрегатами. Вместе с этим происходит и ужесточение требований относительно уровня их энергетической эффективности, степени безопасности, экологичности и ремонтпригодности.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка проекта системы электроснабжения завода строительного оборудования с применением последних разработок науки и техники, с обеспечением всех требований, которые предъявляются к системам электроснабжения, а также особенностей протекающих на предприятии технологических процессов.

Исходя из поставленной цели работы, в процессе ее выполнения необходимо решить следующие задачи:

- исследовать общую характеристику группы цехов; исследовать состав и характеристику потребителей электроэнергии;
- рассчитать электрические нагрузки системы электроснабжения объекта и произвести расчет и выбор электрооборудования и силовой схемы объекта электроснабжения;
- произвести выбор мощности компенсирующих устройств группы цехов;
- произвести выбор числа и мощности цеховых трансформаторов;
- произвести расчет токов короткого замыкания;
- разработать систему освещения цехов;
- разработать рекомендации по организации защиты от перенапряжения.

Объект исследования – система электроснабжения завода строительного оборудования.

Предмет исследования – поиск оптимальных подходов в процессе проектирования системы электроснабжения и электрообеспечения цехов завода.

Результатом выполнения настоящей выпускной квалификационной работы будет являться технически-обоснованные предложения по разработке системы электроснабжения группы цехов завода строительного оборудования, а также комплекс практических рекомендаций по организации монтажа и ввода в эксплуатацию технического оборудования на объекте выпускной квалификационной работы.

При выполнении разделов выпускной квалификационной работы, а также при выборе основного и вспомогательного электрооборудования системы электроснабжения завода строительного оборудования используются современные виды оборудования, методики расчета и проектирования.

## 1 Общая часть

### 1.1 Исходные данные для проектирования

В таблице 1 приведены исходные данные, содержащие сведения об электроприемниках завода, их расположении и установленной мощности.

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
Цех шасси	1500
Моторный	1100
Деревообработка	890
Прессово-кузовной	1000
Синхронные ЭД 10 кВ	2×1500
Модельный	1100
Освещение цехов	Определить по площади

На рисунке 1 приведен план расположения цехов на территории завода.

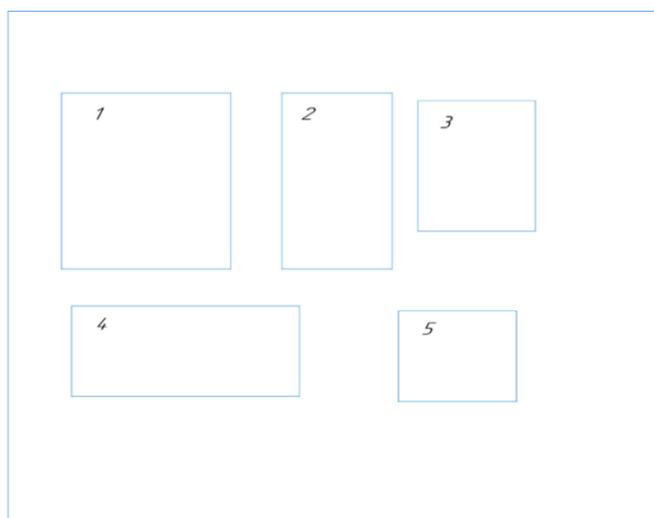


Рисунок 1 – План расположения цехов

Перечисленные исходные данные служат основанием для проведения дальнейших расчетов нагрузок, токов коротких замыканий и выбора оборудования.

## 1.2 Требования к системе электроснабжения

В связи с тем, что электроприемники завода строительного оборудования относятся к потребителям второй категории надежности, подстанция выбирается двухтрансформаторная, питающая по двум ВЛ-35 кВ.

Для двух трансформаторных подстанции, обладающих четырьмя присоединениями (два трансформатора + две ВЛ) в соответствии с [6] может быть использовано 3 схемы РУ-35 кВ: 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (рисунок 2), 5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (рисунок 3), 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (рисунок 4).

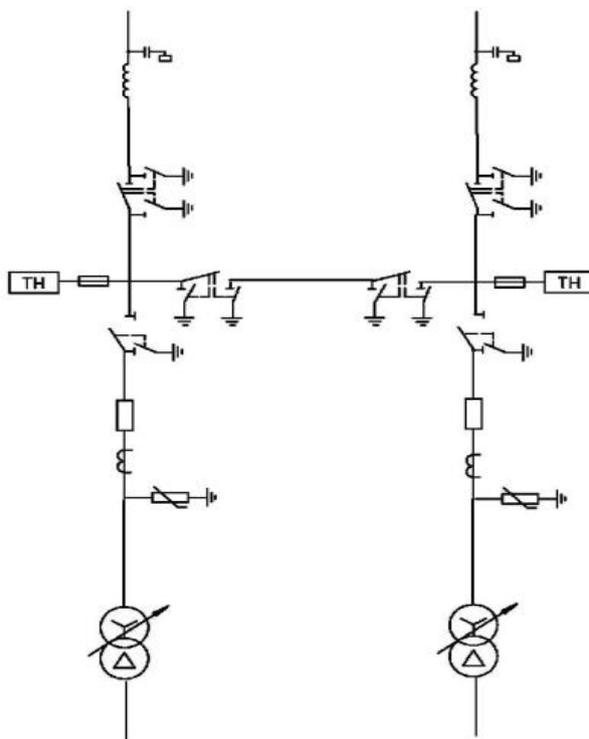


Рисунок 2 – Схема РУ-35кВ 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

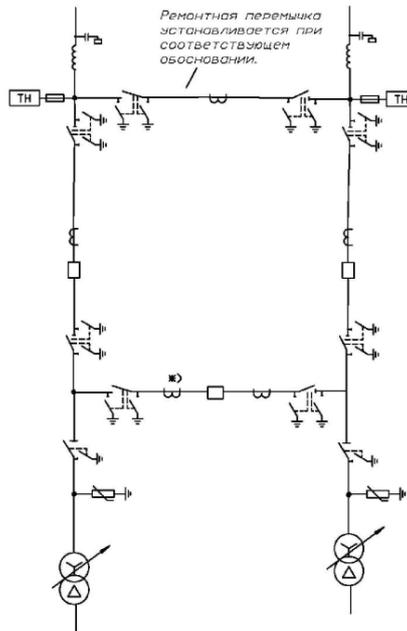


Рисунок 3 – Схема РУ-35кВ 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»

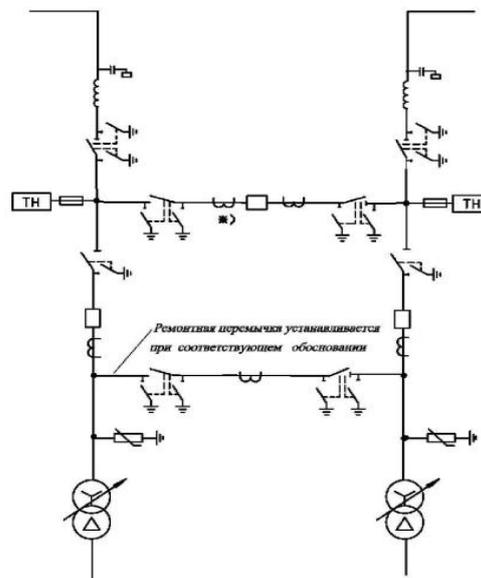


Рисунок 4 – Схема РУ-35кВ 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»

Схема 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» обладает следующими преимуществами:

- наиболее простая и наглядна схема;
- минимизированные отказы по вине персонала;
- электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и наглядны.

У данной схемы имеется также существенный недостаток: в ремонтном режиме (при питании от одной линии или при включенном разъединителе ремонтной перемычки) при повреждении на ВЛ-35 кВ или в РУ-35 кВ ПС 35/10 кВ произойдет аварийное обесточение сразу двух силовых трансформаторов.

В связи с обозначенным недостатком, и наличием потребителей с первой категорией надежности, данная схема не рассматривается ввиду недостаточной надежности.

Схема 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» обладает следующими преимуществами:

- наиболее простая для схем подобной конфигурации;
- при КЗ на ВЛ путем срабатывания устройств РЗА оба трансформатора останутся в работе;
- коммутация линий выполняется одним выключателем.

Недостатками данной схемы являются: при отказе нормально включенного «среднего» выключателя возможно полное погашение РУ с потерей транзита мощности на время производства оперативных переключений.

Схема 5АН «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» обладает следующими преимуществами:

- простая схема;
- при КЗ на трансформаторе путем срабатывания устройств РЗА транзит ВЛ-35 кВ остаётся в работе.

Недостатками данной схемы являются:

- при отказе нормально включенного «среднего» выключателя возможно полное погашение РУ с потерей транзита мощности на время производства оперативных переключений;
- коммутация линий выполняется двумя выключателями.

В сетях 10 кВ применяется схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», позволяющая производить питание всех потребителей 10 кВ при проведении работ на любых элементах сети 10 кВ и на вводных и секционных выключателях 10 кВ. Такая схема является полным аналогом схемы 9 [5] и приведена на рисунке 5.

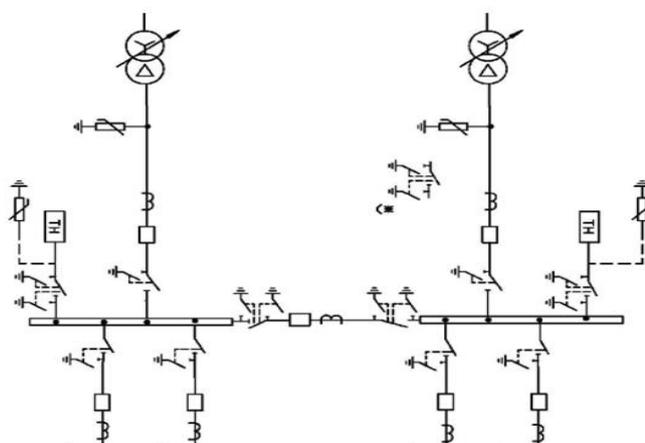


Рисунок 5 – Схема РУ - 10 кВ после реконструкции

Сравнение преимуществ и недостатков позволяет понять, что наиболее предпочтительна схема по стороне ВН – это схема 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», поскольку при прочих равных она позволяет оперировать одним коммутационным аппаратом (выключателем) при переключениях на ВЛ-35 кВ. Это благоприятно сказывается на надежности, так как коммутации на ВЛ-35 кВ производятся значительно чаще коммутаций в цепях трансформаторов. В РУ 10 кВ альтернатив схеме рисунка 5 нет, она без сравнения принимается.

## 2 Расчет системы электроснабжения

## 2.1 Расчёт электрических нагрузок

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки применяется метод коэффициента спроса. «В соответствии с методом коэффициента спроса допускается рассчитывать нагрузку предприятия в целом по средним величинам коэффициента спроса  $K_c$  по формуле (1). Реактивная расчётная мощность определяется по формуле» [3] (2).

$$P_p = P_H \times K_c, \quad (1)$$

$$Q_{\text{расч.НН}} = P_{\text{расч.НН}} \times \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где  $P_{\text{уст}}$  - суммарная установленная мощность всех приемников низкого напряжения, принимаемая по исходным данным для каждого цеха;  
 $K_c$  - средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;  
 $\operatorname{tg} \varphi$  - соответствует средневзвешенному значению коэффициента мощности  $\cos \varphi$  данного цеха.

Пример расчёта приводится для цеха шасси, для остальных цехов результаты представлены в таблице 2, расчеты произведены в соответствии с [2]:

$$P_{\text{расч.НН1}} = 1500 \times 0,71 = 1400 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{расч.НН1}} = 1500 \times 0,71 = 1400 \text{ кВт}.$$

Таблица 2 – Расчётная нагрузка предприятия

Здание (сооружение)	$P_{уст}$ , кВт	Категория	$\cos\varphi$	$K_c$	$tg\varphi$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВар
Нагрузка 0,4 кВ							
Цех шасси	1500	II	0,82	0,71	0,70	1065,0	743,4
Моторный	1100	II	0,78	0,62	0,80	682,0	547,2
Деревообработка	890	II	0,74	0,49	0,91	436,1	396,4
Прессово-кузовной	1000	II	0,75	0,69	0,88	690,0	608,5
Модельный	1100	II	0,90	0,65	0,48	715,0	346,3
Суммарная нагрузка	5590		0,81	0,6	0,74	3588,1	2641,7
Нагрузка 10 кВ							
Прессово-кузовной Синхронные ЭД 10 кВ	3000	II	0,80	0,71	0,75	2130,0	1597,5

«Высоковольтная нагрузка предприятия вычисляется по методу коэффициента спроса» [4].

Активная и реактивная расчётная высоковольтная нагрузка силовых приёмников цеха определяется из соотношений аналогично пункту 2.1 по формулам (1), (2).

«Активная и реактивная мощность расчётной высоковольтной нагрузки для цеха №1» [7]:

$$P_{расч.ВН1} = 3000 \times 0,71 = 2130,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч.ВН1} = 2130,0 \times 0,75 = 1597,5 \text{ кВар}.$$

В качестве электрических источников света на промышленном предприятии выбираются газоразрядные лампы [20].

«Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по удельной нагрузке и коэффициенту спроса осветительной нагрузки:

$$P_{расч.л.} = K_{с.осв.} \times p_{уд.л.} \times F_{ц}, \quad (3)$$

где  $p_{уд.л.}$  – удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп);

$F_{ц}$  – площадь пола цеха, определяемая по генплану» [11] [12].

Для основного освещения завода применяются разрядные лампы, их доля в общем освещении завода составляет около 75%. Реактивная мощность разрядных ламп определяется по формуле (4). Для аварийного освещения применяются лампы накаливания [19], при этом их тангенс составляет  $tg \varphi_{лн} = 0$ .

$$Q_{расч.л.} = P_{расч.л.} \times tg \varphi_{рл}, \quad (4)$$

где  $tg \varphi_{рл} = 0,33$ .

Расчётная нагрузка наружного освещения:

$$F_{нар} = F_{зав} - \sum F_{ц}, \quad (5)$$

Результаты расчетов по (4) и (5) сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Осветительная нагрузка предприятия

Здание (сооружение)	$F_{ц}, м^2$	$p_{уд.осв.},$ кВт/м <sup>2</sup>	$K_{с.осв.}$	$P_{расч.л.},$ кВт	$Q_{расч.л.},$ кВар
Цех шасси	50700	0,016	0,85	689,5	227,5
Моторный	33800	0,016	0,95	513,8	169,5
Деревообработка	25350	0,018	0,85	387,9	128,0
Прессово-кузовной	33800	0,016	0,95	513,8	169,5
Модельный	16900	0,011	0,85	158,0	52,1
Сумма (освещение цехов)	160550	-	-	2262,9	746,8
Наружное освещение	261950	0,001	1	262,0	86,4

«Расчётные полную активную и реактивную мощности завода  $S_{расч.з.}$ ,  $P_{расч.з.}$ ,  $Q_{расч.з.}$  находят по расчётным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше -  $P_{расч.нн}$ ,  $Q_{расч.нн}$ ,  $P_{расч.вн}$ ,  $Q_{расч.вн}$ , так и осветительным –  $P_{расч.л.}$ ,  $Q_{расч.л.}$ ) с учетом потерь мощности в

трансформаторах ЗУР цеховых подстанций  $\Delta P_{ТЦ}$ ,  $\Delta Q_{ТЦ}$  и коэффициента  
разновременности максимумов силовой нагрузки  $K_{ОМ}$ .» [10]

Суммарные расчётные активные и реактивные нагрузки:

- силовые приёмники до 1 кВ:

$$\sum P_{\text{расч.НН.}} = 3588,1 \text{ (кВт)},$$

$$\sum Q_{\text{расч.НН.}} = 2641,7 \text{ (кВАр)}.$$

- силовые приёмники выше 1 кВ:

$$\sum P_{\text{расч.ВН.}} = 2130,0 \text{ (кВт)},$$

$$\sum Q_{\text{расч.ВН.}} = 1597,5 \text{ (кВАр)}.$$

- осветительные приёмники:

$$\sum P_{\text{расч.Л.}} = 2262,9 \text{ (кВт)},$$

$$\sum Q_{\text{расч.Л.}} = 746,8 \text{ (кВАр)}.$$

-наружное освещение:

$$P_{\text{расч.нар.Л.}} = 262,0 \text{ (кВт)},$$

$$Q_{\text{расч.нар.Л.}} = 86,4 \text{ (кВАр)}.$$

Сумма расчетных активных мощностей:

$$P_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}} = \sum P_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}} + \sum P_{\text{расч.Л.}} + P_{\text{расч.нар.Л.}}, \quad (6)$$

$$P_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}} = 3588,1 + 2262,9 + 262,0 = 6113,0 \text{ (кВт)}$$

Сумма расчетных реактивных мощностей:

$$Q_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}} = \Sigma Q_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}} + \Sigma Q_{\text{расч.Л.}} + Q_{\text{расч.нар.Л.}} \quad (7)$$

$$Q_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}} = 2641,7 + 746,8 + 86,4 = 3474,9 \text{ (кВар)}$$

Сумма расчетных полных мощностей:

$$S_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}} = \sqrt{(P_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}})^2 + (Q_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}})^2}, \quad (8)$$

$$S_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}} = \sqrt{(6113,0)^2 + (3474,9)^2} = 7031,6 \text{ (кВА)}.$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ЗУР приближённо принимаются равными, соответственно, 2 и 10% полной трансформируемой мощности  $S_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}}$ .

$$\Delta P_{\text{ТЦ}} = 0,02 \times S_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}}, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{\text{ТЦ}} = 0,1 \times S_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}}, \quad (10)$$

$$\Delta P_{\text{ТЦ}} = 0,02 \times 7031,6 = 140,6 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta Q_{\text{ТЦ}} = 0,1 \times 7031,6 = 703,2 \text{ (кВар)}.$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых сетях приближённо принимаются равными, соответственно, 1,5 и 2% от полной трансформируемой мощности  $S_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}}$ .

$$\Delta P_{\text{Л.}} = 0,015 \times S_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}}, \quad (11)$$

$$\Delta Q_{\text{Л.}} = 0,02 \times S_{\text{расч.}\Sigma\text{Н}}, \quad (12)$$

$$\Delta P_{\text{Л.}} = 0,015 \times 7031,6 = 105,5 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta Q_{\text{Л.}} = 0,02 \times 7031,6 = 140,6 \text{ (кВар)},$$

$$P_{\text{расч.З}} = (3588,1 + 2130,0) \times 0,8 + 2262,9 + 262,0 + 140,6 + 105,5 =$$

$$= 7345,5 \text{ (кВт)},$$

$$Q_{\text{расч.З}} = 2641,7 + 1597,5 + 746,8 + 86,4 + 703,2 + 140,6 =$$

$$= 5916,2 \text{ (кВАр)},$$

$$S_{\text{расч.3}} = \sqrt{(P_{\text{расч.3}})^2 + (Q_{\text{расч.3}})^2}, \quad (13)$$

$$S_{\text{расч.3}} = \sqrt{(7345,5)^2 + (65961,2)^2} = 9431,7 \text{ (кВА)}.$$

«Значение реактивной мощности  $Q_{\text{сист}}$ , поступающей от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения ГПП, определяют исходя из условий задания на проект и вычисленной  $P_{\text{расч.3}}$ :» [6]

$$Q_{\text{сист}} = P_{\text{расч.3}} \times \text{tg}\varphi_{\text{сист.}}, \quad (14)$$

$$Q_{\text{сист}} = 7345,5 \times 0,4 = 2938,2 \text{ (кВАр)}.$$

Расчётная нагрузка, по которой определяется мощность трансформаторов ГПП:

$$S_{\text{расч.Т.3}} = \sqrt{(P_{\text{расч.3}})^2 + (Q_{\text{сист}})^2}, \quad (15)$$

$$S_{\text{расч.Т.3}} = \sqrt{(7345,5)^2 + (2938,2)^2} = 7911,3 \text{ (кВА)},$$

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{расч.3}} - Q_{\text{сист}}, \quad (16)$$

$$Q_{\text{ку}} = 5916,2 - 2938,2 = 2978,0 \text{ (кВАр)}.$$

На ГПП завода скомпенсируем 65% реактивной мощности с помощью батарей конденсаторов:

$$Q_{\text{куГПП}} = 0,65 \times Q_{\text{ку}}, \quad (17)$$

$$Q_{\text{куГПП}} = 0,65 \times 2978,0 = 1935,7 \text{ (кВАр)}.$$

Выбираем для ГПП 2хУКРМ-10-900-450.

$$Q_{\text{систГПП}} = 2 \times 900,0 = 1800,0 \text{ (кВАр)}.$$

Реактивная мощность, которую будем компенсировать в цехах:

$$Q_{\text{куЦ}} = Q_{\text{ку}} - Q_{\text{систГПП}}, \quad (18)$$

$$Q_{\text{куЦ}} = 2978,0 - 1800,0 = 1178,0 \text{ (кВАр)}.$$

Компенсация реактивной мощности цехов приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Компенсация реактивной мощности в цехах

$P_{\text{расч}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{расч}}, \text{кВАр}$	$t g_{\text{предв.}}$	КУ	$Q_{\text{ку}}$	$Q_{\text{расч}} - \text{КУ}, \text{кВАр}$	$S_{\text{расч}}, \text{кВА}$
1065	743,4	0,7	2хУКРМ-0,4-150	300	443,4	1153,6
682	547,2	0,8	2хУКРМ-0,4-150	300	247,2	725,4
436,1	396,4	0,91	2хУКРМ-0,4-105	210	186,4	474,3
690	608,5	0,88	2хУКРМ-0,4-105	210	398,5	796,8
715	346,3	0,48	-	0	346,3	794,4

В данном разделе были определены электрические нагрузки цехов завода в целом с учетом компенсации реактивной мощности. Полученные значения необходимы для последующего выбора проводников, силовых трансформаторов и оборудования.

## 2.2 Определение центра электрических нагрузок

При расположении цеховых ТП и ГПП по территории завода с целью уменьшения потерь в распределительной сети низшего напряжения необходимо по возможности приближать подводимое высшее напряжение к центру электрических нагрузок (ЦЭН).

ЦЭН определяется аналитическим методом сложения параллельных нагрузок, основанным на теории проекций.

Координаты центра электрических нагрузок определяются по выражениям:

$$X_0 = \frac{\sum(P_{p.i} \times X_i)}{\sum P_{p.i}}, \quad (19)$$

$$Y_0 = \frac{\sum(P_{p.i} \times Y_i)}{\sum P_{p.i}}, \quad (20)$$

где  $X_0, Y_0$  – координаты ЦЭН предприятия

$X_i, Y_i$  – координаты ЦЭН  $i$ -го цеха (принимаем геометрический центр цеха)

$P_{p.i}$  – расчётная нагрузка  $i$ -го цеха

Расчетные величины, необходимые для определения координат  $X_0, Y_0$  представлены в таблице 5.

Результаты расчёта:

$$X_0 = 314; Y_0 = 397.$$

Таблица 5 – Данные для построения картограммы и ЦЭН

Здание (сооружение)	$P_p$ , кВт	$X_i$	$Y_i$
Цех шасси	1065	153	491
Моторный	682	363	491
Деревообработка	436,1	517	513
Прессово-кузовной	690	196	247
Модельный	715	496	240

Построение картограммы нагрузок и выбор центра электрических нагрузок позволяет разместить ГПП в месте, позволяющим наиболее эффективно распределять электрическую энергию, минимизировать потери и обеспечить экономию материала для строительства распределительных сетей.

## 2.3 Выбор силовых трансформаторов ГПП и ТП

«Выбор типа и схемы питания подстанций обусловлен величиной и характером электрических нагрузок, размещением нагрузок на генеральном плане предприятия, а также производственными, архитектурно – строительными и эксплуатационными требованиями. Также, должны учитываться: конфигурация производственных помещений, расположение технологического и другого оборудования, условия окружающей среды и температурные, требования пожарной и электрической безопасности, типы применяемого оборудования» [12].

«Главные понизительные подстанции 5УР, распределительные подстанции 4УР, трансформаторы трансформаторных подстанций 3УР должны размещаться ближе к центру электрических нагрузок. РП и ТП могут сооружаться внутри цеха или быть пристроены к нему. ТП, питающие отдельные цехи (корпуса) или части их, должны размещаться вне цеха только при невозможности размещения внутри или при расположении части нагрузок вне цеха» [6].

Согласно расчетам, центр электрических нагрузок расположен на территории цеха №2 – в нижней его части. Таким образом, ГПП следует расположить между цехами №4 и №5, ниже цеха №2.

«ГПП выполняется двухтрансформаторной. Мощность трансформаторов определяется активной нагрузкой предприятия и реактивной мощностью, передаваемой от системы в период максимума нагрузок. Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей III категории» [7].

Учитывая наличие на заводе потребителей II категории надежности электроснабжения, то на ГПП устанавливаем 2 трансформатора.

Номинальную мощность каждого из них определим по условию:

$$S_{\text{ном.Т.ГПП}} \geq \frac{S_{\text{расч.Т.З}}}{2 \times 0,7} \quad (21)$$

где  $S_{\text{расч.Т.З}}$  - расчетная полная мощность завода со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП.

$$S_{\text{ном.Т.ГПП}} \geq \frac{7911,3}{2 \times 0,7} = 5650,9 \text{ (кВА)},$$

$$S_{\text{ном.Т.ГПП}} = 6300 \text{ (кВА)}.$$

Вычислим коэффициенты загрузки трансформатора:

$$K_{\text{з.авар.}} = \frac{S_{\text{расч.Т.З}}}{S_{\text{ном.Т.ГПП}}}, \quad (22)$$

$$K_{\text{з.авар.}} = \frac{5650,9}{6300} = 0,9 < 1,4,$$

$$K_{\text{з.норм.}} = \frac{S_{\text{расч.Т.З}}}{2 \times S_{\text{ном.Т.ГПП}}}, \quad (23)$$

$$K_{\text{з.норм.}} = \frac{5650,9}{2 \times 6300} = 0,45 < 0,7.$$

На ГПП устанавливаем два трансформатора типа: ТМН 6300-35/10 [17], характеристики представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Каталожные данные трансформатора

Тип трансформатора	$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
ТМН 6300/35	7,5	46,5	5,5	0,3

Выбор числа и мощности, цеховых ТП производим по требуемой степени надежности электроснабжения и рационального распределения между ТП потребителей электроэнергии на напряжение до 1 кВ.

Основное оборудование предприятия относится к потребителям 2-й категории надежности.

При наличии потребителей 1-й категории устанавливаем двухтрансформаторную подстанцию с устройством АВР на шинах низшего напряжения. В остальных случаях устанавливаем трансформаторные подстанции в зависимости от мощности цехов. При этом загрузка трансформаторов, оставшихся в работе в послеаварийном режиме, не должна превышать 40% с учетом возможного отключения неответственных потребителей.

При размещении ТП на генплане предприятия необходимо избегать обратных потоков мощностей.

Выбор числа и мощности трансформаторов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

№ ТП	S, кВА	Тип и число трансформаторов	$K_3$
1	1153,6	2хТМ 1000-10/0,4	0,58
2	725,4	2хТМ 630-10/0,4	0,58
3	474,3	2хТМ 400-10/0,4	0,59
4	796,8	2хТМ 630-10/0,4	0,63
5	794,4	2хТМ 630-10/0,4	0,63

Выбрано 3 типа размеров трансформаторов на 0,4кВ: 400, 630 и 1000 кВА. В таблице 8 определены параметры распределения мощности между ТП.

Таблица 8 – Тип питания цехов завода

№ цеха	Здание (сооружение)	Категория	$S_{расч}$ , кВА	Тип питания
Нагрузка 0,4 кВ				
1	Цех шасси	II	1153,6	ТП1 от ГПП
2	Моторный	II	725,4	ТП2 от ГПП
3	Деревообработка	II	474,3	ТП3 от ГПП
4	Прессово-кузовной	II	796,8	ТП4 от ГПП
5	Модельный	II	794,4	ТП5 от ГПП
Нагрузка 10 кВ				
4'	Прессово-кузовной Синхронные ЭД 10 кВ	II	2662,5	СП1 от ГПП

В данном разделе ВКР выбраны силовые трансформаторы ГПП 35/10 кВ и трансформаторы 10/0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций. Выбор осуществлен с учетом категории надежности электроснабжения и расчетных нагрузок.

## **2.4 Выбор КЛ и ВЛ**

«На предприятиях используются различные виды прокладки кабелей. Трасса кабельных линий выбирается кратчайшая, параллельно фундаментам зданий. Пересечения кабелей друг с другом и коммуникациями должны быть сведены к минимуму. Способ и конструктивное выполнение прокладки выбираются в зависимости от количества кабелей, условий трассы, взрывоопасных газов, степени загрязнения почвы, требований эксплуатации, экономических факторов и т.д. Кабельные линии для потребителей I категории выбираются по особым требованиям. Наиболее простой считается прокладка кабелей в траншее. Но в одной траншее их должно быть не более шести. В случае до 20 кабелей рекомендуется использовать блоки. При большем числе кабелей целесообразно использовать туннели и коллекторы. Применяются также эстакады, галереи и стены зданий, где нет взрыво- и пожароопасных производств» [17].

Широкое распространение имеют две основные системы распределения электроэнергии: радиальная и магистральная. Часто они применяются одновременно, дополняя друг друга, что и видно из данной работы.

Питание подстанций 5УР и распределительных пунктов 4УР при нагрузках I категории осуществляется не менее чем двумя радиальными линиями, цеховых трансформаторных подстанций 3УР – от разных секций ГПП и РП. На стороне низкого напряжения двухтрансформаторных ТП предусматривается АВР с помощью секционного автомата.

«Магистральные схемы на напряжение 10 кВ целесообразны при распределённых нагрузках, при близком к линейному расположении

подстанций на территории предприятия, благоприятном для возможно более 21 прямого прохождения магистралей от ГПП и РП до ТП без обратных потоков энергии и длинных обходов» [8].

Для цехов небольшой мощности II и III категории в качестве источников питания используются распределительные пункты 2УР на низком напряжении, подключаемые к ближайшему цеховому трансформатору. Протяжённость кабельных межцеховых сетей напряжением до 1кВ не рекомендуется более 150м.

«Встроенные и пристроенные подстанции 3УР и 4УР обычно располагаются вдоль одной из длинных сторон цеха, желательно ближайшей к источнику питания, или же, при небольшой ширине цеха – в шахматном порядке вдоль двух его сторон. РП также рекомендуется пристраивать или встраивать в производственные здания и совмещать с ближайшими трансформаторными подстанциями во всех случаях, когда это не вызывает значительного смещения ТП от центра нагрузок. Минимальное расстояние между соседними камерами разных внутрицеховых подстанций, а также между КТП допускается 10м. Внутрицеховые подстанции могут размещаться только в зданиях со степенью огнестойкости 1 2 и с производствами, отнесёнными к категориям Г и Д согласно противопожарным нормам» [4].

Отдельно стоящие ТП применяются, например, при питании от одной подстанции нескольких цехов, невозможности размещения подстанции внутри цехов или у наружных их стен по соображениям производственного или архитектурного характера, при наличии в цехах пожароопасных или взрывоопасных производств

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические показатели и технические характеристики. Экономически целесообразное напряжение зависит от многих факторов. Сейчас высшее напряжение диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как поверочный расчёт

может быть выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{\frac{P_{\text{рз}}}{2}}}}, \quad (24)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$P_{\text{рз}}$  – передаваемая активная мощность одной цепи, МВА.

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{15} + \frac{2500}{\frac{5,65}{2}}}} = 35,7 \text{ кВ.}$$

По шкале номинальных напряжений, а также по кривым, характеризующим экономически целесообразные области применения электрических сетей разных номинальных напряжений, принимаем ближайшее значение напряжения:

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ (кВ)}.$$

Завод питается от двух цепей ВЛЭП на напряжении 35 кВ.

Расчетная токовая нагрузка линии определяется по выражению:

$$I_{\text{р}} = I_5 * a_i * a_{\text{т}}, \quad (25)$$

где  $a_i=1,05$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

$a_{\text{т}}$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{\text{м}}$ , при  $T_{\text{м}}=5500\text{ч}$  т  $a_{\text{т}}=1$ ; ток линии

на пятый год её эксплуатации в нормальном эксплуатационном режиме вычисляется как

$$I_5 = \frac{S}{\sqrt{3} * n_{ц} * U_{ном}}, \quad (26)$$

где  $n_{ц}$  – количество цепей;  $S$  – мощность, передаваемая по линии

$$S = S_{р.з} + 2 * \Delta S_{тр,гпп}, \quad (27)$$

где

$$\Delta S_{тр,гпп} = \sqrt{\Delta P_{тр,гпп}^2 + \Delta Q_{тр,гпп}^2}, \quad (28)$$

$$\Delta P_{тр,гпп} = \Delta P_X + \Delta P_K \times K_{з.норм}^2, \quad (29)$$

$$\Delta Q_{тр,гпп} = (I_x + U_k \times K_{з.норм}^2) \times \frac{S_{ном.тр.гпп}}{100}, \quad (30)$$

$$\Delta P_{тр,гпп} = 5,5 + 46,5 \times 0,45^2 = 14,9 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{тр,гпп} = (0,3 + 7,5 \times 0,45^2) \times \frac{6300}{100} = 114,6 \text{ кВА},$$

$$\Delta S_{тр,гпп} = \sqrt{14,9^2 + 114,6^2} = 115,6 \text{ кВА},$$

$$S = 5650,9 + 2 \times 115,6 = 5882,1 \text{ кВА},$$

$$I_5 = \frac{5882,1}{\sqrt{3} \times 2 \times 35} = 48,5 \text{ А},$$

$$I_p = 48,5 \times 1,05 \times 1 = 50,9 \text{ А}.$$

Сечение проводов выбираем в зависимости от напряжения, расчётной токовой нагрузки, района по гололёду, материала и количества цепей. Выбранное сечение провода проверяем по допустимой токовой нагрузке по нагреву и по короне.

$$I_{п.авар} = 2 \times I_p, \quad (31)$$

$$I_{п.авар} = 2 \times 50,9 = 101,8 \text{ A},$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{J_{\text{ЭК}}}, \quad (32)$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{50,9}{1,1} = 46,3 \text{ мм}^2.$$

Таблица 9 – Выбор сечения проводов ВЛЭП

Марка провода	$U_{\text{НОМ}}$	$F_{\text{расч}}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_p$ , А	$I_{\text{п.авар}}$ , А	$F_{\text{кор}}$ , мм <sup>2</sup>	$F$ , мм <sup>2</sup>
АС-50/8,0	35	46,3	210	50,9	101,8	Не проверяется	50

Все необходимые условия выполняются.

Питание завода на напряжении 35 кВ будем производить двухцепной линией сечением  $F=50$  (мм<sup>2</sup>), выполненной проводами марки АС-50/8,0.

Определяем максимальный расчетный ток в нормальном режиме и послеаварийном режиме:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{ц}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.ном}}}, \quad (33)$$

$$I_{\text{п/ав}} = 2 \times I_{\text{расч}}. \quad (34)$$

Так как все линии распределительной сети 6-10 кВ длиной менее 1 км, то по потерям напряжения они не проверяются.

По ПУЭ определяем длительно допустимый ток и проверяем сечение токопроводящей жилы по нагреву:

$$I_{\text{п/ав}} \leq I_{\text{доп.факт}}, \quad (35)$$

где  $I_{\text{доп.факт}} = I_{\text{доп.справ}} \times K_T \times K_{II} \times K_{\text{Пер}}$  – фактический длительно допустимый ток кабеля;

$I_{\text{доп.справ}}$  - длительно допустимый ток кабеля по справочнику

$K_T$  - коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды;  $K_T = 1,05$  (для температуры земли 15°C);

$K_{II}$  - коэффициент, учитывающий количество кабелей в траншее. В траншее  $K_{II} = 0,75$  (см. ПУЭ таб. 1.3.26);

$K_{Пер}$  - коэффициент систематической перегрузки, зависящий от длительности перегрузки и способа прокладки кабеля и от коэффициента предварительной нагрузки ( $K_{пр.з.}$ ) (см. ПУЭ таб. 1.3.2).

Коэффициент предварительной нагрузки:  $K_{пр.з.} = 1,3$ . Результаты выбора питающих линий для объекта ВКР представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет распределительной сети 10 кВ

Кабельная трасса	S, кВА	И <sub>расч.н</sub> , А	И <sub>п/ав</sub> , А	F <sub>эк</sub> мм <sup>2</sup>	И <sub>доп.спр ав</sub> , А	И <sub>доп.факт</sub> , А	F, мм <sup>2</sup>
ГПП-ТП1	1153,6	63,4	126,9	57,7	162,0	127,6	70
ГПП-ТП2	725,4	39,9	79,8	36,3	134,0	105,5	50
ГПП-ТП3	474,3	26,1	52,2	23,7	91,0	71,7	25
ГПП-ТП4	796,8	43,8	87,6	39,8	134,0	105,5	50
ГПП-ТП5	794,4	43,7	87,4	39,7	134,0	105,5	50
ГПП-СП1	2662,5	146,4	292,8	133,1	246,0	193,7	150

Таким образом, в результате расчета экономической плотности тока, а также по условиям проверки на нагрев выбраны провода питающей линии электропередачи 35 кВ, а также сечения кабелей распределительной сети. Выбор путем сравнения с допустимыми токам гарантирует надежную эксплуатацию линий электропередачи как в нормальных режимах, так и в послеаварийных.

## 2.5 Выбор токов короткого замыкания

При расчете принимаются следующие допущения:

- все секционные выключатели (от РПС до цеховых ТП) – замкнуты, т.е. все линии соответственно параллельны;

- сопротивлениями контактов, катушек выключателей пренебрегаем из-за их незначительной величины.

С учетом этих допущений строится расчетная схема, приведенная на рисунке 3.

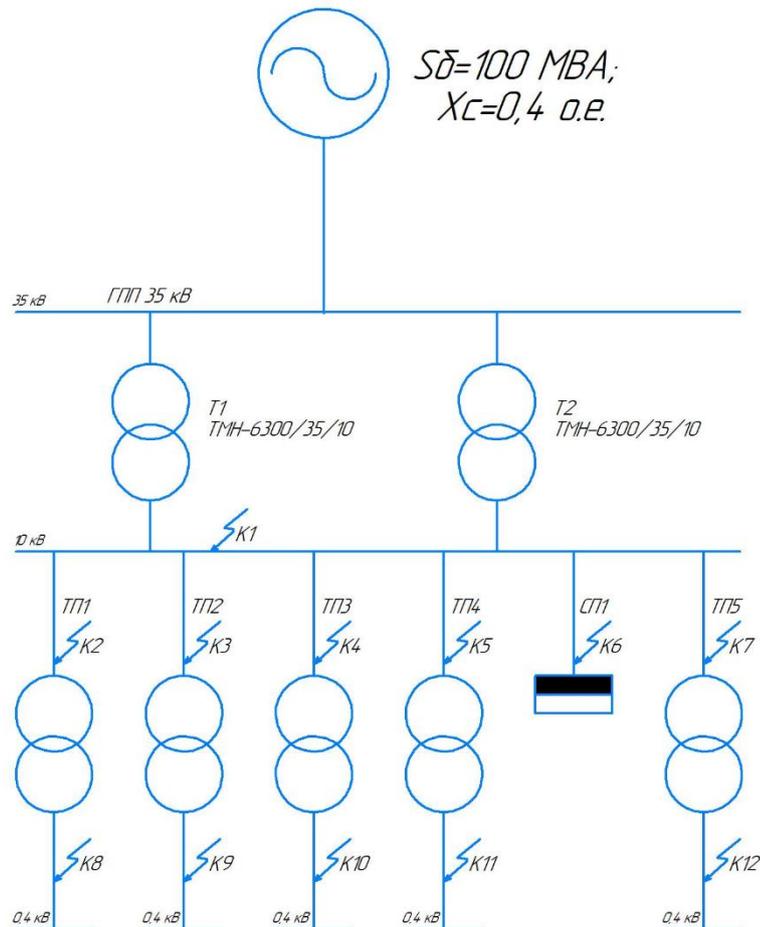


Рисунок 7 – Расчетная схема

Расчет токов КЗ проводим в относительных единицах. Выбираем базовые величины:

Мощность:  $S_{\delta} = 100 \text{ MVA}$ .

Напряжения:  $U_{\delta 1} = 10,5 \text{ кВ}$ ,  $U_{\delta 2} = 0,4 \text{ кВ}$ .

Сопротивление системы  $X_c = 0,4 \text{ o.e.}$

Токи:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{61}}, \quad (36)$$

$$I_{61} = \frac{100}{1,73 * 10,5} = 5,5 \text{ кА},$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{62}}, \quad (37)$$

$$I_{62} = \frac{100}{1,73 * 0,4} = 144,5 \text{ кА},$$

$$I_{61} = \frac{100}{1,73 * 10,5} = 5,5 \text{ кА},$$

$$I_{62} = \frac{100}{1,73 * 0,4} = 144,5 \text{ кА}.$$

При расчете токов КЗ, допускается пренебрегать активным сопротивлением, так как оно мало, относительно индуктивного сопротивления.

Воздушная линия электропередачи 35 кВ:

$$X_{вл} = \frac{1}{2} \times \frac{S_6}{U_{61}^2} \times X_0 \times L, \quad (38)$$

$$X_{вл} = \frac{1}{2} \times \frac{100}{37^2} \times 0,38 \times 15 = 0,21 \text{ о. б. е.},$$

$$R_{вл} = \frac{1}{2} \times \frac{S_6}{U_{61}^2} \times R_0 \times L, \quad (39)$$

$$R_{вл} = \frac{1}{2} \times \frac{100}{37^2} \times 0,59 \times 15 = 0,32 \text{ о. б. е.}$$

Кабельная линия 10 кВ от ГПП до цеховой ТП1:

$$X_{кл} = \frac{1}{2} \times \frac{S_6}{U_{61}^2} \times X_0 \times L, \quad (40)$$

$$X_{\text{кл}} = \frac{1}{2} \times \frac{100}{10,5^2} \times 0,086 \times 0,18 = 0,015 \text{ о. б. е.},$$

$$R_{\text{кл}} = \frac{1}{2} \times \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}^2} \times R_0 \times L, \quad (41)$$

$$R_{\text{кл}} = \frac{1}{2} \times \frac{100}{10,5^2} \times 0,443 \times 0,18 = 0,080 \text{ о. б. е.}$$

Расчёт остальных линий приведёт в таблице 11.

Таблица 11 – Расчёт сопротивлений кабельных линий

Кабельная Линия:	F, мм <sup>2</sup>	X <sub>0</sub> , Ом/м	R <sub>0</sub> , Ом/м	L, км	X <sub>кл</sub> , о. б. е.	R <sub>кл</sub> , о. б. е.
ГПП-ТП1	2х(3х70)	0,086	0,443	0,18	0,015	0,080
ГПП-ТП2	2х(3х50)	0,09	0,62	0,05	0,005	0,031
ГПП-ТП3	2х(3х25)	0,099	1,24	0,20	0,020	0,248
ГПП-ТП4	2х(3х50)	0,09	0,62	0,04	0,004	0,025
ГПП-ТП5	2х(3х50)	0,09	0,62	0,05	0,005	0,031
ГПП-СП1	2х(3х150)	0,079	0,206	0,06	0,005	0,012

$$X_T = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \times \frac{U_{\text{к}}}{100}, \quad (42)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{к}} \times S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}^2}. \quad (43)$$

Сопротивление трансформатора ТМН-6300/35/10

$$X_T = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \times \frac{U_{\text{к}}}{100}, \quad (44)$$

$$X_T = \frac{100 \times 10^3}{6300} \times \frac{7,5}{100} = 1,19,$$

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{к}} \times S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}^2}, \quad (45)$$

$$R_T = \frac{0,047 \times 100}{6,3^2} = 0,12.$$

Сопротивление трансформатора ТМ-1000/10/0,4

$$X_T = \frac{100 \times 10^3}{1000} \times \frac{6,5}{100} = 6,50,$$

$$R_T = \frac{0,0108 \times 100}{1^2} = 1,08.$$

Сопротивление трансформатора ТМ-630/10/0,4

$$X_T = \frac{100 \times 10^3}{630} \times \frac{5,5}{100} = 8,73,$$

$$R_T = \frac{0,0076 \times 100}{0,63^2} = 1,91.$$

Сопротивление трансформатора ТМ-400/10/0,4

$$X_T = \frac{100 \times 10^3}{400} \times \frac{4,5}{100} = 11,25,$$

$$R_T = \frac{0,0055 \times 100}{0,4^2} = 3,44.$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_c = 1 \text{ о.б.е.}$$

Ток трёхфазного КЗ при расчёте в относительных единицах определяется по выражению:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma}} \times I_6, \quad (46)$$

где  $x_{\Sigma}$  – суммарное приведённое индуктивное сопротивление от источника питания до точки КЗ.

Активное сопротивление не учитывается, так как оно значительно меньше реактивного, им можно пренебречь.

Ударный ток КЗ определяется по выражению:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times I_{кз}^{(3)} \times K_{уд}, \quad (47)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times I_{кз}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha}}} \right), \quad (48)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент апериодической составляющей тока КЗ.

$T_{\alpha}$  – постоянная времени затухания.

$$T_{\alpha} = \frac{x_{\Sigma}}{314 \times r_{\Sigma}}, \quad (49)$$

Расчёт для точки К1:

$$I_{кз1}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}}} \times I_{б1}, \quad (50)$$

$$I_{кз1}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19}} \times 5,5 = 4,56 \text{ кА},$$

$$T_{\alpha 1} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}}}{314 \times \left( r_{вл} + \frac{r_{Т1} \times r_{Т2}}{r_{Т1} + r_{Т2}} \right)}, \quad (51)$$

$$T_{\alpha 1} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19}}{314 \times \left( 0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} \right)} = 0,010 \text{ с},$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \times I_{кз1}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 1}}} \right), \quad (52)$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \times 4,56 \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,010}} \right) = 8,9 \text{ кА}.$$

Расчёт для точки К2:

$$I_{кз2}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}} \times I_{б1}, \quad (53)$$

$$I_{кз2}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,015} \times 5,5 = 4,51 \text{ кА},$$

$$T_{\alpha 2} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}}{314 \times \left( r_{вл} + \frac{r_{Т1} \times r_{Т2}}{r_{Т1} + r_{Т2}} + r_{кл} \right)}, \quad (54)$$

$$T_{\alpha 2} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,015}{314 \times \left( 0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,080 \right)} = 0,008 \text{ с},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \times I_{кз2}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 2}}} \right), \quad (55)$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \times 4,51 \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,008}} \right) = 8,3 \text{ кА}.$$

Расчёт для точки К3:

$$I_{кз3}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}} \times I_{б1}, \quad (56)$$

$$I_{кз3}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,005} \times 5,5 = 4,55 \text{ кА},$$

$$T_{\alpha 3} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}}{314 \times \left( r_{вл} + \frac{r_{Т1} \times r_{Т2}}{r_{Т1} + r_{Т2}} + r_{кл} \right)}, \quad (57)$$

$$T_{\alpha 3} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,005}{314 \times \left( 0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,031 \right)} = 0,010 \text{ с},$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \times I_{кз3}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 3}}} \right), \quad (58)$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \times 4,55 \times \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,010}}\right) = 8,7 \text{ кА.}$$

Расчёт для точки К4:

$$I_{кз4}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}} \times I_{б1}, \quad (59)$$

$$I_{кз4}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,020} \times 5,5 = 4,49 \text{ кА,}$$

$$T_{\alpha 4} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}}{314 \times \left(r_{вл} + \frac{r_{Т1} \times r_{Т2}}{r_{Т1} + r_{Т2}} + r_{кл}\right)}, \quad (60)$$

$$T_{\alpha 4} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,020}{314 \times \left(0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,248\right)} = 0,006 \text{ с,}$$

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \times I_{кз4}^{(3)} \times \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 4}}}\right), \quad (61)$$

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \times 4,00 \times \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,006}}\right) = 7,6 \text{ кА.}$$

Расчёт для точки К5:

$$I_{кз5}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}} \times I_{б1}, \quad (62)$$

$$I_{кз5}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,004} \times 5,5 = 4,55 \text{ кА,}$$

$$T_{\alpha 5} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}}{314 \times \left(r_{вл} + \frac{r_{Т1} \times r_{Т2}}{r_{Т1} + r_{Т2}} + r_{кл}\right)}, \quad (63)$$

$$T_{\alpha 5} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,004}{314 \times (0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,025)} = 0,010 \text{ с},$$

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \times I_{кз5}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 5}}} \right), \quad (64)$$

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \times 4,55 \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,011}} \right) = 8,7 \text{ кА}.$$

Расчёт для точки К6:

$$I_{кз6}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}} \times I_{б1}, \quad (65)$$

$$I_{кз6}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,005} \times 5,5 = 4,55 \text{ кА},$$

$$T_{\alpha 6} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}}{314 \times \left( r_{вл} + \frac{r_{Т1} \times r_{Т2}}{r_{Т1} + r_{Т2}} + r_{кл} \right)}, \quad (66)$$

$$T_{\alpha 6} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,005}{314 \times (0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,012)} = 0,010 \text{ с},$$

$$i_{уд6} = \sqrt{2} \times I_{кз6}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 6}}} \right), \quad (67)$$

$$i_{уд6} = \sqrt{2} \times 4,55 \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,010}} \right) = 8,7 \text{ кА}.$$

Расчёт для точки К7:

$$I_{кз7}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл}} \times I_{б1}, \quad (68)$$

$$I_{кз7}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,005} \times 5,5 = 4,55 \text{ кА},$$

$$T_{\alpha 7} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{T1} \times x_{T2}}{x_{T1} + x_{T2}} + x_{кл}}{314 \times \left( r_{вл} + \frac{r_{T1} \times r_{T2}}{r_{T1} + r_{T2}} + r_{кл} \right)}, \quad (69)$$

$$T_{\alpha 7} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,005}{314 \times \left( 0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,031 \right)} = 0,009 \text{ с,}$$

$$i_{уд7} = \sqrt{2} \times I_{кз7}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 7}}} \right), \quad (70)$$

$$i_{уд7} = \sqrt{2} \times 4,55 \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,009}} \right) = 8,6 \text{ кА.}$$

Расчёт для точки К8:

$$I_{кз8}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{T1} \times x_{T2}}{x_{T1} + x_{T2}} + x_{кл} + \frac{x_{ТП1}}{2}} \times I_{62}, \quad (71)$$

$$I_{кз8}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,015 + \frac{6,5}{2}} \times 144,5 = 32,33 \text{ кА,}$$

$$T_{\alpha 8} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{T1} \times x_{T2}}{x_{T1} + x_{T2}} + x_{кл} + \frac{x_{ТП1}}{2}}{314 \times \left( r_{вл} + \frac{r_{T1} \times r_{T2}}{r_{T1} + r_{T2}} + r_{кл} + \frac{r_{ТП1}}{2} \right)}, \quad (72)$$

$$T_{\alpha 8} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,015 + \frac{6,5}{2}}{314 \times \left( 0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,080 + \frac{1,08}{2} \right)} = 0,014 \text{ с,}$$

$$i_{уд8} = \sqrt{2} \times I_{кз8}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 8}}} \right), \quad (73)$$

$$i_{уд8} = \sqrt{2} \times 32,33 \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,014}} \right) = 68,4 \text{ кА.}$$

Расчёт для точки К9:

$$I_{кз9}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{T1} \times x_{T2}}{x_{T1} + x_{T2}} + x_{кл} + \frac{x_{ТП2}}{2}} \times I_{62}, \quad (74)$$

$$I_{кз9}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,005 + \frac{8,73}{2}} \times 144,5 = 25,92 \text{ кА},$$

$$T_{\alpha 9} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл} + \frac{x_{ТП2}}{2}}{314 \times \left( r_{вл} + \frac{r_{Т1} \times r_{Т2}}{r_{Т1} + r_{Т2}} + r_{кл} + \frac{r_{ТП2}}{2} \right)}, \quad (75)$$

$$T_{\alpha 9} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,005 + \frac{8,73}{2}}{314 \times \left( 0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,031 + \frac{1,91}{2} \right)} = 0,013 \text{ с},$$

$$i_{уд9} = \sqrt{2} \times I_{кз9}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 9}}} \right), \quad (76)$$

$$i_{уд9} = \sqrt{2} \times 25,92 \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,013}} \right) = 75,91 \text{ кА}.$$

Расчёт для точки К10:

$$I_{кз10}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл} + \frac{x_{ТП4}}{2}} \times I_{б2}, \quad (77)$$

$$I_{кз10}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,020 + \frac{11,25}{2}} \times 144,5 = 21,09 \text{ кА},$$

$$T_{\alpha 10} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл} + \frac{x_{ТП4}}{2}}{314 \times \left( r_{вл} + \frac{r_{Т1} \times r_{Т2}}{r_{Т1} + r_{Т2}} + r_{кл} + \frac{r_{ТП4}}{2} \right)}, \quad (78)$$

$$T_{\alpha 10} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,020 + \frac{11,25}{2}}{314 \times \left( 0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,248 + \frac{3,44}{2} \right)} = 0,009 \text{ с},$$

$$i_{уд10} = \sqrt{2} \times I_{кз10}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 10}}} \right), \quad (79)$$

$$i_{уд10} = \sqrt{2} \times 21,09 \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,009}} \right) = 40,0 \text{ кА}.$$

Расчёт для точки К11:

$$I_{кз11}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл} + \frac{x_{ТП3}}{2}} \times I_{62}, \quad (80)$$

$$I_{кз11}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,004 + \frac{8,73}{2}} \times 144,5 = 25,92 \text{ кА},$$

$$T_{\alpha 11} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл} + \frac{x_{ТП3}}{2}}{314 \times \left( r_{вл} + \frac{r_{Т1} \times r_{Т2}}{r_{Т1} + r_{Т2}} + \frac{r_{кл}}{2} + \frac{r_{ТП3}}{2} \right)}, \quad (81)$$

$$T_{\alpha 11} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,004 + \frac{8,73}{2}}{314 \times \left( 0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,025 + \frac{1,91}{2} \right)} = 0,013 \text{ с},$$

$$i_{уд11} = \sqrt{2} \times I_{кз11}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 11}}} \right), \quad (82)$$

$$i_{уд11} = \sqrt{2} \times 25,92 \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,013}} \right) = 53,6 \text{ кА}.$$

Расчёт для точки К12:

$$I_{кз12}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл} + \frac{x_{ТП5}}{2}} \times I_{62}, \quad (83)$$

$$I_{кз12}^{(3)} = \frac{1}{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,005 + \frac{8,73}{2}} \times 144,5 = 25,92 \text{ кА},$$

$$T_{\alpha 12} = \frac{x_c + x_{вл} + \frac{x_{Т1} \times x_{Т2}}{x_{Т1} + x_{Т2}} + x_{кл} + \frac{x_{ТП5}}{2}}{314 \times \left( r_{вл} + \frac{r_{Т1} \times r_{Т2}}{r_{Т1} + r_{Т2}} + r_{кл} + \frac{r_{ТП5}}{2} \right)}, \quad (84)$$

$$T_{\alpha 12} = \frac{0,4 + 0,21 + \frac{1,19 \times 1,19}{1,19 + 1,19} + 0,005 + \frac{8,73}{2}}{314 \times \left( 0,32 + \frac{0,12 \times 0,12}{0,12 + 0,12} + 0,031 + \frac{1,91}{2} \right)} = 0,013 \text{ с},$$

$$i_{уд12} = \sqrt{2} \times I_{кз12}^{(3)} \times \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha 12}}} \right), \quad (85)$$

$$i_{уд12} = \sqrt{2} \times 25,92 \times \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,013}}\right) = 53,6 \text{ кА.}$$

Все выполненные расчеты токов КЗ сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчётов токов КЗ

Точка КЗ	$I_{кз}^{(3)}$	$T_{\alpha}$	$i_{уд}$
К1	4,56	0,010	8,9
К2	4,51	0,008	8,3
К3	4,55	0,010	8,7
К4	4,49	0,006	7,6
К5	4,55	0,010	8,7
К6	4,55	0,010	8,7
К7	4,55	0,009	8,6
К8	32,33	0,014	68,4
К9	25,92	0,013	53,6
К10	21,09	0,009	40,0
К11	25,92	0,013	53,6
К12	25,92	0,013	53,6

Термическое действие токов КЗ оценивается тепловым импульсом  $B_k$  от протекания тока за время  $t_{кз}$  – с момента возникновения КЗ до его отключения.

$$t_{кз} = t_{выкл} + t_{рз}. \quad (86)$$

На стороне 35 кВ:  $t_{кз\ 35} = 0,35 \text{ с}$

На стороне 10 кВ:  $t_{кз\ 10} = 0,25 \text{ с}$

На стороне 0,4 кВ:  $t_{кз\ 0,4} = 0,1 \text{ с}$

Расчётный тепловой импульс от периодической составляющей тока КЗ от энергосистемы определяется как:

$$B_{кз.п} = I_{кз}^2 \times t_{кз}. \quad (87)$$

Расчётный тепловой импульс от аperiodической составляющей тока КЗ от энергосистемы определяется как:

$$B_{\text{кз.а}} = I_{\text{кз}}^2 \times T_{\alpha} \times \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{\text{кз}}}{T_{\alpha}}}\right). \quad (88)$$

Расчёт для точки К1:

$$\begin{aligned} B_{\text{кз.п1}} &= 4,56^2 \times 0,25 = 5,20 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\ B_{\text{кз.а1}} &= 4,56^2 \times 0,010 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,25}{0,010}}\right) = 0,21 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\ B_{\text{кз1}} &= B_{\text{кз.п1}} + B_{\text{кз.а1}}, \\ B_{\text{кз1}} &= 5,20 + 0,21 = 5,41 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \end{aligned} \quad (89)$$

Расчёт для точки К2:

$$\begin{aligned} B_{\text{кз.п2}} &= 4,51^2 \times 0,25 = 5,09 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\ B_{\text{кз.а2}} &= 4,51^2 \times 0,008 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,25}{0,008}}\right) = 0,16 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\ B_{\text{кз2}} &= B_{\text{кз.п2}} + B_{\text{кз.а2}}, \\ B_{\text{кз2}} &= 5,09 + 0,16 = 5,25 \text{ кА}^2 \times \text{с}. \end{aligned} \quad (90)$$

Расчёт для точки К3:

$$\begin{aligned} B_{\text{кз.п3}} &= 4,55^2 \times 0,25 = 5,18 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\ B_{\text{кз.а3}} &= 4,55^2 \times 0,010 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,25}{0,010}}\right) = 0,21 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\ B_{\text{кз3}} &= B_{\text{кз.п3}} + B_{\text{кз.а3}}, \\ B_{\text{кз3}} &= 5,18 + 0,21 = 5,38 \text{ кА}^2 \times \text{с}. \end{aligned} \quad (91)$$

Расчёт для точки К4:

$$B_{\text{кз.п4}} = 4,49^2 \times 0,25 = 5,04 \text{ кА}^2 \times \text{с},$$

$$\begin{aligned}
B_{\text{кз.а4}} &= 4,49^2 \times 0,006 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,25}{0,006}}\right) = 0,12 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз4}} &= B_{\text{кз.п4}} + B_{\text{кз.а4}}, \\
B_{\text{кз4}} &= 5,04 + 0,12 = 5,16 \text{ кА}^2 \times \text{с}.
\end{aligned}
\tag{92}$$

Расчёт для точки К5:

$$\begin{aligned}
B_{\text{кз.п5}} &= 4,55^2 \times 0,25 = 5,18 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз.а5}} &= 4,55^2 \times 0,010 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,25}{0,010}}\right) = 0,21 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз5}} &= B_{\text{кз.п5}} + B_{\text{кз.а5}}, \\
B_{\text{кз5}} &= 5,18 + 0,21 = 5,38 \text{ кА}^2 \times \text{с}.
\end{aligned}
\tag{93}$$

Расчёт для точки К6:

$$\begin{aligned}
B_{\text{кз.п6}} &= 4,55^2 \times 0,25 = 5,18 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз.а6}} &= 4,04^2 \times 0,010 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,25}{0,010}}\right) = 0,21 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз6}} &= B_{\text{кз.п6}} + B_{\text{кз.а6}}, \\
B_{\text{кз6}} &= 5,18 + 0,21 = 5,38 \text{ кА}^2 \times \text{с}.
\end{aligned}
\tag{94}$$

Расчёт для точки К7:

$$\begin{aligned}
B_{\text{кз.п7}} &= 4,55^2 \times 0,25 = 5,18 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз.а7}} &= 4,04^2 \times 0,010 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,25}{0,010}}\right) = 0,19 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз7}} &= B_{\text{кз.п7}} + B_{\text{кз.а7}}, \\
B_{\text{кз7}} &= 5,18 + 0,19 = 5,36 \text{ кА}^2 \times \text{с}.
\end{aligned}
\tag{95}$$

Расчёт для точки К8:

$$\begin{aligned}
B_{\text{кз.п8}} &= 32,33^2 \times 0,1 = 104,52 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз.а8}} &= 32,33^2 \times 0,014 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,1}{0,014}}\right) = 14,63 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз8}} &= B_{\text{кз.п8}} + B_{\text{кз.а8}}, \\
B_{\text{кз8}} &= 104,52 + 14,63 = 112,22 \text{ кА}^2 \times \text{с}.
\end{aligned}
\tag{96}$$

Расчёт для точки К9:

$$\begin{aligned}
B_{\text{кз.п9}} &= 25,92^2 \times 0,1 = 67,18 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз.а9}} &= 25,92^2 \times 0,013 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,1}{0,013}}\right) = 8,73 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз9}} &= B_{\text{кз.п9}} + B_{\text{кз.а9}}, \\
B_{\text{кз9}} &= 67,18 + 8,73 = 75,92 \text{ кА}^2 \times \text{с}.
\end{aligned}
\tag{97}$$

Расчёт для точки К10:

$$\begin{aligned}
B_{\text{кз.п10}} &= 21,09^2 \times 0,1 = 44,48 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз.а10}} &= 21,09^2 \times 0,009 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,1}{0,009}}\right) = 4,00 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз10}} &= B_{\text{кз.п10}} + B_{\text{кз.а10}}, \\
B_{\text{кз10}} &= 44,48 + 4,00 = 48,48 \text{ кА}^2 \times \text{с}.
\end{aligned}
\tag{98}$$

Расчёт для точки К11:

$$\begin{aligned}
B_{\text{кз.п11}} &= 25,92^2 \times 0,1 = 67,18 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз.а11}} &= 25,92^2 \times 0,013 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,1}{0,013}}\right) = 8,73 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
B_{\text{кз11}} &= B_{\text{кз.п11}} + B_{\text{кз.а11}}, \\
B_{\text{кз11}} &= 67,18 + 8,73 = 75,92 \text{ кА}^2 \times \text{с}.
\end{aligned}
\tag{99}$$

Расчёт для точки К12:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{кз.п11}} &= 25,92^2 \times 0,1 = 67,18 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
 B_{\text{кз.а11}} &= 25,92^2 \times 0,013 \times \left(1 - e^{-\frac{2 \times 0,1}{0,013}}\right) = 8,73 \text{ кА}^2 \times \text{с}, \\
 B_{\text{кз11}} &= B_{\text{кз.п11}} + B_{\text{кз.а11}}, \\
 B_{\text{кз11}} &= 67,18 + 8,73 = 75,92 \text{ кА}^2 \times \text{с}.
 \end{aligned}
 \tag{100}$$

Результаты расчета теплового импульса тока КЗ сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчётов теплового импульса

Точка КЗ	Напряжение, U, кВ	Ток КЗ, $I_{\text{кз}}^{(3)}$ , кА	Постоянная времени затухания, $T_a$ , с	Ударный ток, $i_{\text{уд}}$ , кА	Вкз п., $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	Вкз а., $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	Вкз, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К1	10	4,56	0,010	8,9	5,20	0,21	5,41
К2	10	4,51	0,008	8,3	5,09	0,16	5,25
К3	10	4,55	0,010	8,7	5,18	0,21	5,38
К4	10	4,49	0,006	7,6	5,04	0,12	5,16
К5	10	4,55	0,010	8,7	5,18	0,21	5,38
К6	10	4,55	0,010	8,7	5,18	0,21	5,38
К7	10	4,55	0,009	8,6	5,18	0,19	5,36
К8	0,4	32,33	0,014	68,4	104,52	14,63	119,16
К9	0,4	25,92	0,013	53,6	67,18	8,73	75,92
К10	0,4	21,09	0,009	40,0	44,48	4,00	48,48
К11	0,4	25,92	0,013	53,6	67,18	8,73	75,92
К12	0,4	25,92	0,013	53,6	67,18	8,73	75,92

Минимально термически стойкое к токам КЗ сечение кабеля:

$$F_{\text{кз}} \cong \frac{I_{\text{кз}}^{(3)} * \sqrt{t_{\text{кз}}}}{C},
 \tag{101}$$

где  $I_{\text{кз}}^{(3)}$  - суммарный ток короткого замыкания;

$t_{\text{кз}}$  - приведённое расчётное время короткого замыкания;

$C$  – термический коэффициент (функция) для кабелей.

$$F_{\text{кз}}^{10\text{кВ}} \cong \frac{4560 * \sqrt{0,25}}{78} = 29,2 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{кз}} = 35 \text{ мм}^2.$$

Результаты вычислений сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты проверки выбранных сечений КЛ 10 кВ по термической стойкости и токам КЗ

Кабельная трасса	F, мм <sup>2</sup>	F <sub>кз</sub> , мм <sup>2</sup>	Принятое сечение F <sub>кз</sub> , мм <sup>2</sup>	Маркировка кабеля
ГПП-ТП1	75	28,9 (35)	75	ААШв 3х75
ГПП-ТП2	50	29,2 (35)	50	ААШв 3х50
ГПП-ТП3	25	28,8 (35)	35	ААШв 3х35
ГПП-ТП4	50	29,2 (35)	50	ААШв 3х50
ГПП-ТП5	50	29,2 (35)	50	ААШв 3х50
ГПП-СП1	150	29,2 (35)	150	ААШв 3х150

Все выбранные кабельные линии прошли проверку по термической стойкости к токам коротких замыканий, что обеспечивает надежную эксплуатацию оборудования. Полученные значения токов КЗ будут использованы для выбора оборудования распределительного устройства 10 кВ.

## 2.6 Выбор оборудования

### 2.6.1 Выбор выключателей 10 кВ

Выбор выключателей производится по следующим параметрам.

Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.уст.}} \quad (102)$$

Току продолжительного режима:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.уст.}} \quad (103)$$

В качестве расчётного тока продолжительного режима принимают ток послеаварийного режима.

Термической стойкости:

$$(I_{\text{тер}})^2 \times t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (104)$$

где  $B_k$  - импульс квадратичного тока КЗ,  $\text{MA}^2\text{c}$ ;

$I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{тер}}$  – время термической стойкости, с.

Динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.мах}}, \quad (105)$$

где  $i_{\text{дин}}$  – амплитудное значение тока динамической стойкости, кА;

$i_{\text{уд.}}$  – ударный ток короткого замыкания, кА.

Отключающей способности:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (106)$$

где  $I_{\text{откл}}$  - номинальный ток отключения, кА;

$I_{\text{к}}^{(3)}$  – установившийся ток трёхфазного короткого замыкания, кА.

Для установки в качестве вводных ячеек в РУ-10 кВ ГПП применяются выключатели ВРС-10-630, характеристики представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор выключателей на стороне НН

Расчетные данные		Паспортные данные	
$U_{\text{сети}}$ , кВ	10	$U_{\text{ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{пав}}$ , А	363,3	$I_{\text{ном}}$ , А	630
$B_k$ , $\text{MA}^2\text{c}$	5,25	$I_{\text{терм}}$ , кА	20
		$t_{\text{терм}}$ , с	3
		$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}}$ , $\text{MA}^2\text{c}$	1200
$i_{\text{уд.}}$ , кА	8,9	$i_{\text{дин.мах}}$ , кА	52
$I_{\text{по}}$ , кА	4,56	$I_{\text{ном.откл}}$ , кА	20

Выключатель ВРС-10-630 соответствует всем параметрам выбора и принимается к установке.

Для установки в отходящих ячейках, также применяются выключатели марки ВРС-10-630, характеристики представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор выключателей для отходящих линий

Расчетные данные		Паспортные данные	
$U_{\text{сети}}$ , кВ	10	$U_{\text{ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{пав}}$ , А	26,1-146,4	$I_{\text{ном}}$ , А	630
$B_{\text{к}}$ , МА <sup>2</sup> с	5,16-5,38	$I_{\text{терм}}$ , кА	20
		$t_{\text{терм}}$ , с	3
		$I^2_{\text{терм}} * t_{\text{терм}}$ , МА <sup>2</sup> с	1200
$i_{\text{уд}}$ , кА	8,3-8,7	$i_{\text{дин.мах}}$ , кА	52
$I_{\text{по}}$ , кА	4,49-4,55	$I_{\text{ном.откл}}$ , кА	20

Выключатель ВРС-10-630 соответствует всем параметрам выбора и принимается к установке.

В РУ 10 кВ ГПП применяются выкатные ячейки, обеспечивающие вывод в ремонт отходящих фидеров путем их выкатывания в ремонтное положение. При таком техническом решении не применяются

### 2.6.2 Выбор трансформаторов тока

Класс точности трансформаторов тока выбирается не менее 0,5. Номинальный ток вторичной обмотки – 5А.

Вариант исполнения вторичных обмоток – 0,5/Р/Р.

В качестве соединительных проводов выбираются многожильные контрольные медные кабели с сечением жил не менее 4 мм<sup>2</sup>, для уменьшения сопротивления кабеля и высокоточных измерений [18].

Предварительно принимаются к установке трансформаторы тока 10 кВ типа ТОЛ-10, проверка правильности выбора трансформаторов тока во вводных ячейках приведена в таблице 17, для отходящих ячеек – в таблице 18.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока во вводных ячейках

Расчетные данные		Паспортные данные	
$U_{\text{сети}}$ , кВ	10	$U_{\text{ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{п.ав}}$ , А	363,3	$I_{\text{ном}}$ , А	400
$B_{\text{к}}$ , МА <sup>2</sup> с	5,25	$t_{\text{терм}}$ , с	3
		$I_{\text{терм}}$ , кА	20
		$I^2_{\text{терм}} * t_{\text{терм}}$ , МА <sup>2</sup> с	1200
$i_{\text{уд}}$ , кА	8,9	$I_{\text{дин.мах}}$ , кА	51

Таблица 18 – Выбор трансформаторов тока для отходящих линий

Расчетные данные		Паспортные данные	
$U_{\text{сети}}$ , кВ	10	$U_{\text{ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{п.ав}}$ , А	26,1-146,4	$I_{\text{ном}}$ , А	150
$B_{\text{к}}$ , МА <sup>2</sup> с	5,16-5,38	$I_{\text{терм}}$ , кА	20
		$t_{\text{терм}}$ , с	3
		$I^2_{\text{терм}} * t_{\text{терм}}$ , МА <sup>2</sup> с	1200
$i_{\text{уд}}$ , кА	8,3-8,7	$i_{\text{дин.мах}}$ , кА	52
$I_{\text{п0}}$ , кА	4,49-4,55	$I_{\text{ном.откл}}$ , кА	20

### 2.6.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения необходимы также для целей учета и релейной защиты.

Трансформаторы напряжения 10 кВ выбираются однофазного исполнения, с классом точности 0,5 [16].

Условием выбора трансформаторов напряжения, кроме класса точности и напряжения, является мощность всех подключенных приборов.

Расчет мощности подключенных приборов приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 10 кВ

Наименования приборов	Тип	Мощность одной обмотки	Число катушек	$\cos\varphi$	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	СЭТ4 ТМ	3	3	0,43	4	15,48	32,50
Итого	-	-	-	-	-	18,73	32,75

Полная мощность вторичной нагрузки равна:

$$S_{2РАСЧ} = \sqrt{P_{ПРИБ}^2 + Q_{ПРИБ}^2}, \quad (107)$$

$$S_{2РАСЧ} = \sqrt{18,73^2 + 32,75^2} = 37,73 \text{ ВА.}$$

Выбираются трансформаторы напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-6-3 У2. Данные представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Параметры трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-6-3 У2
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$S_{2Н} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2РАСЧ} = 37,73 \text{ ВА}$

#### **2.6.4 Выбор устройств релейной защиты и автоматики**

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем. Она тесно связана с другими видами электрической автоматики, предназначенной для предотвращения развития аварийных нарушений и быстрого восстановления нормального режима работы ЭС и электроснабжения потребителей.

К устройствам релейной защиты и автоматики предъявляется ряд требований в соответствии с [2]:

- надежность (срабатывание при всех повреждениях на защищаемом участке);
- чувствительность;
- недопустимость срабатывания на следующем после защищаемого участка элементе сети, за исключением резервирования, или – селективность;
- простота;
- быстродействие;
- наличие сигналов о срабатывании.

Устройства релейной защиты существуют на нескольких элементных базах: электромеханические, полупроводниковые и микропроцессорные.

Первый вид относится к устаревшему. К его минусам относится низкая надежность в виду наличия большого количества подвижных частей, а также ограниченные возможности в части анализа причин отключений.

Вторые - полупроводниковые – более современные, однако также имеют ряд недостатков. Принцип действия схож с электромеханическими, однако в место механических ключей используются электронные – транзисторы, тиристоры, выполняющие роль электронных ключей. На подобных устройствах РЗА отсутствует возможность гибкого программирования защит, сбора сведений о режиме работы сети (например – осциллограмм аварийных режимов).

Микропроцессорные устройства релейной защиты наиболее современные, они обладают большим набором функций, гибкой возможностью программирования и автоматизации, не нуждаются в обслуживании, поскольку представляют собой моноблок заводского исполнения.

При модернизации электрических сетей, на всех вновь проектируемых объектах применяются микропроцессорные устройства защит.

Для защиты силовых трансформаторов используются следующие виды защит:

- защита от внутренних повреждений - дифференциальная защита, как обладающая максимальной быстротой срабатывания и абсолютной селективностью;
- защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение;
- защита от внешних коротких замыканий - максимальная токовая защита. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.
- для защиты отходящих линий 10 кВ применяется две ступени защиты:
  - токовая отсечка без выдержки времени;
  - максимальная токовая защита с выдержкой времени.

С использованием трансформатора напряжения реализуется токовая защита нулевой последовательности с действием на сигнал.

Для отключения элементов сети при повреждении выключателей, предусмотрено устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ), дающий команду на отключение следующему выключателю в направлении к источнику питания.

При автоматизации подстанции предусмотрим необходимый минимум следующего оборудования:

- автоматическое включение резервного питания и оборудования (АВР);
- автоматическое повторное включение (АПВ) на отходящих кабельных и воздушных линиях.

Устройства автоматического включения резерва (АВР) находят широкое применение в системе собственных нужд подстанций. Назначение АВР состоит в том, чтобы при авариях, когда по тем или иным причинам исчезает напряжение на одной системе (секции) сборных шин, опознать сложившуюся аварийную ситуацию и без вмешательства персонала автоматически восстановить электроснабжение потребителей от резервного источника питания. Исчезновение напряжения на шинах нагрузки может быть вызвано короткими замыканиями в питающей сети высшего напряжения, в рабочем трансформаторе, на его шинах низшего напряжения и в присоединенной к шинам распределительной сети, а также произвольным отключением одного выключателя рабочего трансформатора.

«Практический опыт эксплуатации энергосистем показывает, что значительная часть отключений оборудования релейной защиты вызывается нарушением изоляции высокого напряжения. При снятии напряжения с поврежденной цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается и цепь может быть вновь включена в работу без осмотра и ремонта» [2].

«Согласно [1] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1 кВ. Автоматическое повторное включение восстанавливает нормальную схему сети также и в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибок персонала или ложного действия релейной защиты. Неустойчивые КЗ часто возникают не только на ВЛ, но и на шинах подстанций. Поэтому на подстанциях, оборудованных быстродействующей защитой шин, также применяется АПВ, которое производит повторную подачу напряжения на шины в случае их отключения релейной защитой; АПВ

шин имеет высокую эффективность, поскольку каждый случай успешного действия предотвращает аварийное отключение целой подстанции или ее части» [1].

«УАПВ- устройство автоматического повторного включения, предназначенное для автоматического ввода в работу электрического оборудования (после его преднамеренного отключения) с целью повышения надежности электроснабжения потребителей. Устройства АПВ работают в едином комплексе с релейной защитой» [3] [5]

«На отходящих кабельных линиях предусматриваем АПВ однократного действия с пуском от несоответствия положения выключателя и ключа управления (или реле фиксации). При этом целесообразно предусмотреть ускорение ступеней, защиты с выдержками времени после АПВ » [6] [15].

На территории Российской Федерации существует несколько крупных фирм производителей оборудования релейной защиты: ООО «НТЦ Механотроника», ЗАО «Радиус – Автоматика», АО «ЧЭАЗ».

ООО «НТЦ Механотроника» является изготовителем блоков микропроцессорных защит типа БМРЗ. ЗАО «Радиус-Автоматика» производит известные блоки защит марки СИРИУС. АО «ЧЭАЗ» производит блоки типа БЭМП.

В качестве устройств защиты для подстанции 35/10 кВ ГПП выбираются устройства производства ООО «НТЦ Механотроника» марки БМРЗ.

### **2.6.5 Расчет уставок защит отходящих линий**

Первая ступень защиты для отходящих линий применяется в качестве токовой отсечки от междуфазных КЗ и защищает 0,85 длины линии в сторону РУ 10 кВ ПС 35/10 кВ. Защита срабатывает без специального замедления, т.е. с нулевой выдержкой времени. Расчет защит для устройств БМРЗ выполняется по методике завода изготовителя [9].

Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором ее тока срабатывания  $I_{C3}$  большим, чем максимальное значение тока трехфазного при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи

$$I_{C3-1} \geq k_H * I_{K2\max K}, \quad (108)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи;

$I_{K2\max K}$  – ток короткого замыкания в конце защищаемого участка в максимальном режиме, определяется по формулам раздела 2.3.

«При определении максимального значения тока КЗ при повреждении в конце линии электропередачи напряжением 10 кВ рассматривается трехфазное КЗ при работе питающей ЭЭС в максимальном режиме, когда электрическое сопротивление энергосистемы является минимальным» [6] [14]

Для отходящей линии №1 ток КЗ в конце линии равен 4510 А.

Ток срабатывания первой ступени МТЗ (токовой отсечки):

$$I_{C3-1} \geq 1,2 * 4510 = 1014 \text{ А.}$$

Расчет уставок для остальных присоединений приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет уставок МТЗ-1

Наименование фидера	$I_K, \text{ А}$	$I_{C3}, \text{ А}$
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до ТП 1	4,51	5412
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до ТП 2	4,55	5460
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до ТП 3	4,49	5388
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до ТП 4	4,55	5460
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до СП 1	4,55	5460
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до ТП 5	4,55	5460

Вторая ступень – МТЗ с выдержкой времени, используется в качестве максимальной токовой защиты от междуфазных КЗ с выдержкой времени и от токов перегрузки.

Ток срабатывания МТЗ-2 отстраивается от токов срабатывания защит смежных устройств и от токов самозапуска двигателей нагрузки. В случае с

подстанцией ПС 35/10 кВ», защитой смежных устройств являются плавкие вставки 10 кВ цеховых трансформаторных подстанций.

По условию согласования с плавкими вставками предохранителей трансформаторов ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{с.з.2-1} = k_{отс} * (k'_{отс} * I_{вс.ном.макс} + \Sigma I_{раб.макс}) \quad (109)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки;

$k'_{отс}$  - коэффициент отстройки от номинального тока плавкой вставки предохранителя;

$I_{вс.ном.макс}$  - наибольший из номинальных токов плавких вставок предохранителей, А.

Для отходящей линии №1:

$$I_{с.з.2-1} = 1,3 * (2 * 100 + 63,4) = 342,42 \text{ А.}$$

Для отстройки от токов нагрузок присоединений:

$$I_{с.з.2-2} = \frac{k_3 k_C}{k_B} I_{нагр}, \quad (110)$$

где  $k_3$  – коэффициент запаса по избирательности, равный 1,1;

$k_C$  – коэффициент отстройки от самозапуска электродвигателей, равный 2 для нагрузки с малым удельным значением электродвигателей;

$k_B$  – коэффициент возврата токовых защит БЭМП РУ.

Для отходящей линии №1:

$$I_{с.з.2-2} = \frac{1,1 * 2}{0,95} 63,4 = 146,82 \text{ А.}$$

Для отходящей линии №1 выбирается максимальное из полученных значений уставок МТЗ-2 – 342,42 А.

Выдержка времени МТЗ-2 принимается равной ступени селективности – 0,5 с для всех присоединений.

Чувствительность второй ступени МТЗ проверяется в случае металлического двухфазного КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме.

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} * I_{\text{КЗмин}}}{2 * I_{\text{СЗ-2}}}, \quad (111)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} * 4510}{2 * 342,42} = 11,41.$$

Чувствительность МТЗ-2 выше 1,5, следовательно уставки защиты просчитаны верно. Результаты расчета уставок МТЗ-2 с временем срабатывания 0,5 секунд приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Расчет уставок МТЗ-2

Наименование фидера	Инагр, А	Ивст макс, А	Исз-2-1, А	Исз-2-2, А	Исз-2, А	Икзмин, кА	Кч
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до ТП 1	63,4	100	342,42	146,82	342,42	3905,77	11,41
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до ТП 2	39,9	50	181,87	92,40	181,87	3940,42	21,67
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до ТП 3	26,1	30	111,93	60,44	111,93	3888,45	34,74
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до ТП 4	43,8	50	186,94	101,43	186,94	3940,42	21,08
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до СП 1	43,7	50	186,81	101,20	186,81	3940,42	21,09
КЛ от РУ-10 кВ ГПП до ТП 5	146,4	160	606,32	339,03	606,32	3940,42	6,50

### 2.6.6 Выбор устройств автоматизации цеховых ТП

Так как от все проектируемых цеховых ТП подключены потребители второй категории, требуются мероприятия по включению резервного питания.

В связи с этим, на все ТП должны быть установлены устройства автоматического включения резервного питания – АВР, для сокращения перерывов в электроснабжении.

Схема питания АВР ТП 10/0,4кВ приведена на рисунке 9.

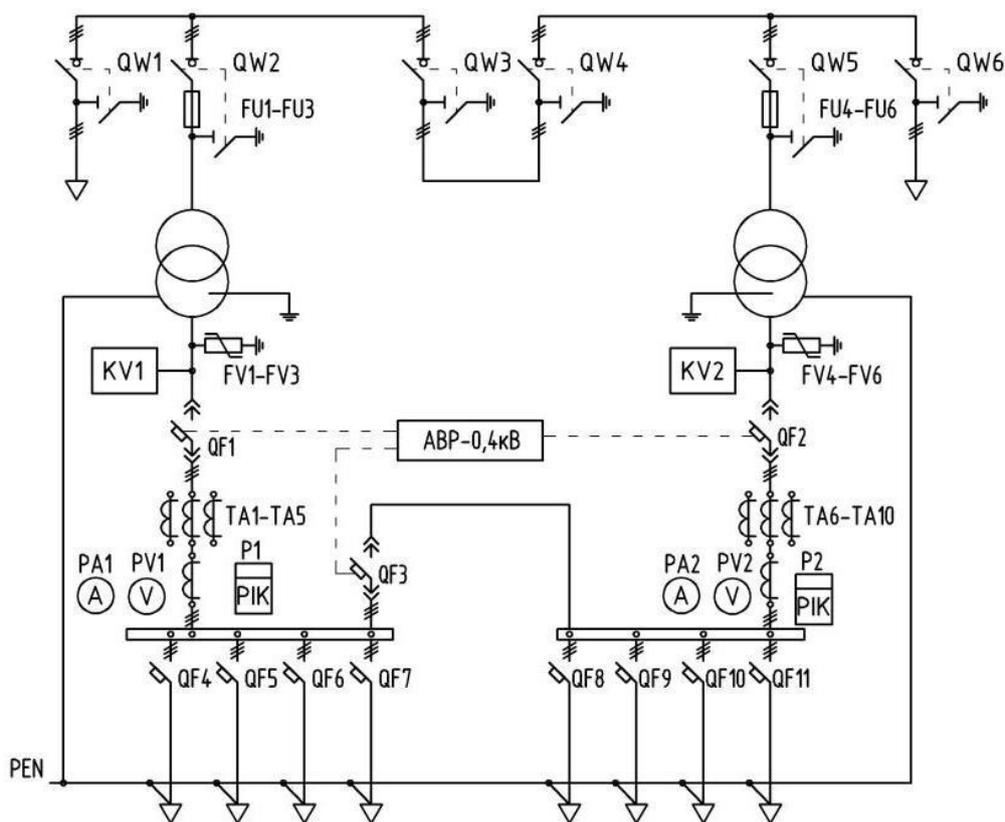


Рисунок 9 – Схема РУ 0,4кВ ТП с АВР

На цеховых ТП будет применена система с двумя секциями шин 0,4 кВ с неявным резервом, имеющая 3 присоединения – 2 рабочих ввода и секционный выключатель 0,4 кВ. Для выполнения функции коммутационных аппаратов в схеме АВР используются вводные автоматические выключатели QF1, QF2 и секционный автоматический выключатель QF3. На схеме отражены выкатные автоматические выключатели с электроприводом, также в качестве коммутационных аппаратов могут использоваться стационарные автоматические выключатели с моторным приводом. Для контроля напряжения используются реле контроля напряжения KV1, KV2

установленные со стороны питающих линий. Логическим элементом управления АВР служит логический контроллер или релейная схема.

При пропадании напряжения на контактах QF1 (основной источник), реле контроля напряжения KV1 генерирует сигнал на элемент управления АВР. После получения сигнала, осуществляется переключение питания для потребителей первой секции с первого на второй источник питания, отключается автоматический выключатель ввода QF1 и включается секционный выключатель QF3. При появлении напряжения от первого источника питания происходит восстановление схемы электроснабжения ВНР, отключается секционный выключатель QF3 и срабатывает на включение выключатель первого ввода QF1.

Реализация подобных схем возможна несколькими методами: на магнитных пускателях (контакторах) и на современных цифровых устройствах. Для обеспечения максимальной надежности, учитывая важность объекта электропотребления, в ВКР рассматривается установка устройств АВР микропроцессорного типа производства АО «НТЦ Механотроника» типа БМРЗ-107-АВР.

Блоки типа БМРЗ-107-АВР имеют ряд функциональных особенностей:

- устройства имеют компактный размер, могут быть смонтированы в условиях ограниченного пространства;
- повышенная устойчивость к условиям внешней среды, возможна работа при температуре от 40 С до 50 С;
- степень защиты составляет IP54;
- функция самодиагностики;
- возможность регистрации аварийных ситуаций с записью 16000 записей в журнал событий;
- низкие требования к качеству электроэнергии.
- возможно применение блоков как в системах заземления TN-C-S, TN-C, TN-S.

Условием включения резервного питания является:

- при включенном положении выключателей вводов – несоответствие качества ЭЭ по уровню напряжения на одном из вводов 0,4 кВ;
- нарушение питания одной из секций шин.

Изображение блока БМРЗ-107-АВР приведено на рисунке 10.



Рисунок 10 – Блок БМРЗ-107-АВР

В данном разделе произведен выбор устройств коммутации, измерительных трансформаторов в соответствии с токами нагрузок, номинальным напряжением. Все выбранное оборудование проверены на соответствие термической и электродинамической стойкости к токам коротких замыканий. Расчет уставок защит обеспечивает быстрое отключение токов КЗ, не допуская развития аварий до ситуаций, при которых возможно повреждение элементов электрической сети и нарушение устойчивости системы. Наличие АВР на вводе РУ-0,4 кВ цеховых ТП обеспечивает быстрый ввод аварийного питания при отключении поврежденных элементов сети.

### 3 Расчет защитного заземления и молниезащиты

#### 3.1 Расчет заземляющего устройства

В электроустановках 35 кВ с незаземлённой нейтралью, к которым относится ГПП 35 кВ, проектируемая в настоящей выпускной работе, сопротивление заземляющего устройства в любое время года определяется по формуле:

$$R_{з \text{ доп}} \leq \frac{250}{I_3}, \quad (112)$$

где  $I_3$  – ток стекающий с заземлителя при однофазном коротком замыкании, представленный в качестве исходных данных:

$$R_{з \text{ доп}} \leq \frac{250}{10} = 25 \text{ Ом},$$

«Значение  $R_{з \text{ доп}}$  не должно превышать 10 Ом в соответствии с требованиями» [12].

«Заземляющее устройство выполняется в виде сетки из горизонтальных заземлителей, при необходимости, если сопротивление горизонтальных заземлителей не будет соответствовать требованиям, дополнительно по контуру заземляющего устройства устанавливаются вертикальных заземлители. Расчёт устройства с достаточной практической точностью можно вести методом коэффициента использования, принимая грунт однородным по глубине» [13].

Размер территории ГПП следующий: длина территории 45м, ширина территории – 25 метров. Шаг сетки горизонтальных заземлителей равен 5 метров, следовательно длина горизонтального периметра равна 520 метров.

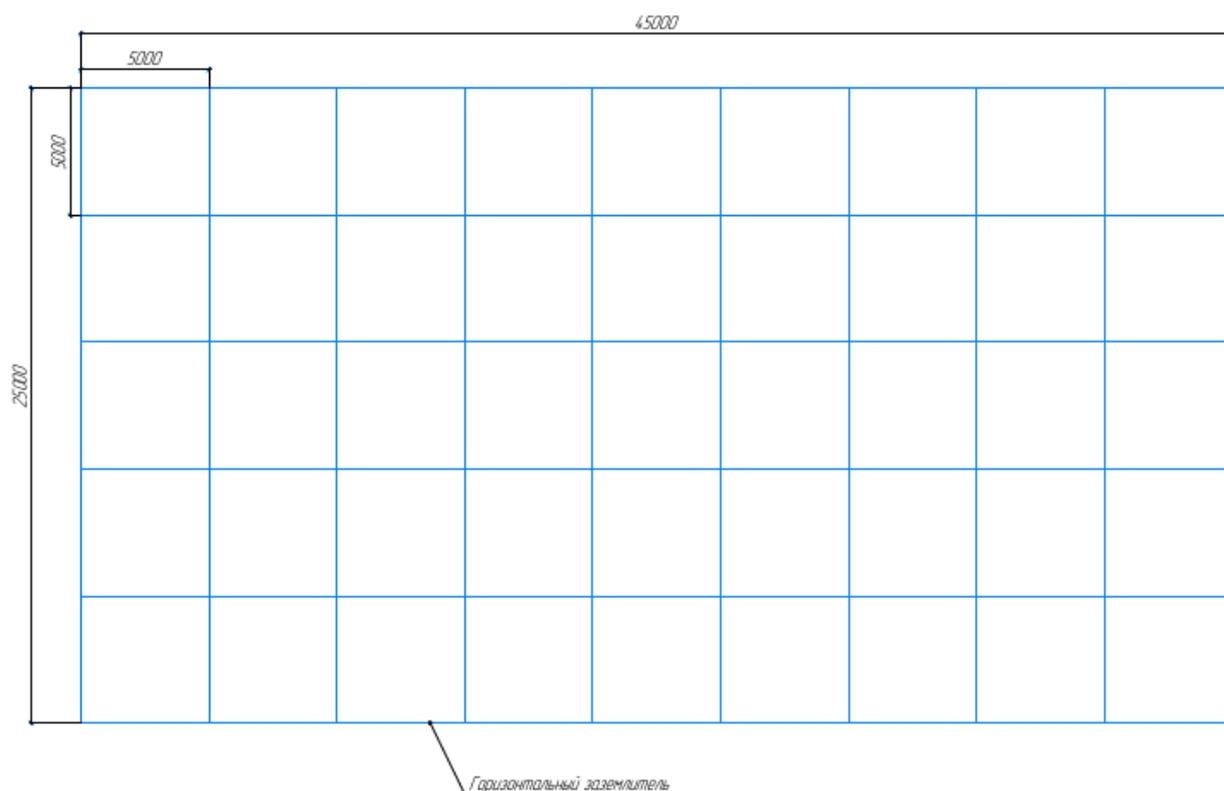


Рисунок 10 – Схема заземляющего устройства

«Сопротивление естественных заземлителей определяется путём замеров в конкретной установке. В рамках проектирования ГПП в настоящей работе, сопротивление естественных заземлителей было задано в качестве исходных данных и равно 40 ом» [9].

Если  $R_e < R_z$ , то сооружается только сетка из горизонтальных полос, если  $R_e > R_z$ , то необходимо сооружение искусственного заземлителя, сопротивление которого определяется по формуле, Ом

$$R_{\text{ИСК}} = \frac{R_E * R_3}{R_E - R_3}, \quad (113)$$

$$R_{\text{ИСК}} = \frac{40 * 10}{40 - 10} = 13,333.$$

Определяется расчётное удельное сопротивление грунта, Ом·м

$$\rho_{\text{расч}} = k_C * \rho \quad , \quad (114)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление грунта, измеренное при нормальной влажности, Ом\*м, для местности расположения ГПП равно 150 Ом/м;

« $k_C$  - коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта. В средних климатических зонах для вертикальных заземлителей длиной 3...5 м  $k_C = 1,45 \dots 1,15$  для горизонтальных электродов длиной 10...15 м  $k_C = 3,5 \dots 2$ .» [7].

Для горизонтальных заземлителей

$$\rho_{\text{расч}} = 3 * 150 = 450 \text{ Ом} * \text{м}.$$

Для вертикальных заземлителей

$$\rho_{\text{расч}} = 1,3 * 150 = 195 \text{ Ом} * \text{м}.$$

«Предварительно определяется конфигурация заземлителя с учётом его размещения на территории, причём расстояние между вертикальными заземлителями принимается не менее их длины. По плану заземляющего устройства определяется длина горизонтальных заземлителей» [7].

Определяется сопротивление горизонтальных заземлителей (соединительной полосы контура), Ом

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 * \rho_{\text{расч}}}{L_{\Gamma}} * \lg \frac{2L_{\Gamma}^2}{bt}, \quad (115)$$

где  $L_{\Gamma}$  - длина горизонтальных полос, м, принимаем равным по схеме рисунок 10 - 490м;

$b$  - ширина полосы, м, принимаем равным 0,04м

$t$  - глубина заложения горизонтальных полос, м, принимаем равным 1 м.

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 * 450}{250} * \lg \frac{2 * 490^2}{0,04 * 1} = 2,38 \text{ Ом}$$

С учётом коэффициента использования сопротивления полосы, Ом

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (116)$$

где  $\eta_{\Gamma}$  - коэффициент использования, равный 0,35

$$R_{\Gamma} = \frac{2,38}{0,35} = 6,799 \text{ Ом.}$$

Если  $R_{\Gamma} < R_{\text{иск}}$ , то вертикальных заземлителей не требуется.

В данном случае, сопротивление заземляющего устройства менее значения в 10 Ом, следовательно согласно требованию [2], устройство вертикальных заземлителей не требуется. Наличие правильно спроектированного заземляющего устройства обеспечивает правильную работу защит от однофазных замыканий на землю, а также защищает персонал, обслуживающий ГПП от напряжения прикосновения, возникающего при одновременном прикосновении к двум токоведущим частям, или к токоведущим частям и земле, путем обеспечения переноса потенциала с металлических частей корпусов КРУН, траверс и прочих элементов ГПП, которые не должны находится под напряжением в нормальном режиме, на землю.

### 3.2 Расчет молниезащиты

Защита распределительных устройств и оборудования проектируемой подстанции от прямых ударов молний осуществляется молниеотводами. Молниеотвод состоит из металлического молниеприемника, который возвышается над защищаемым объектом и воспринимает удар молнии, и токопроводящего спуска с заземлителем, через который ток молнии отводится в землю.

Применяется четыре стержневых молниеотвода по углам подстанции (рис. 11).

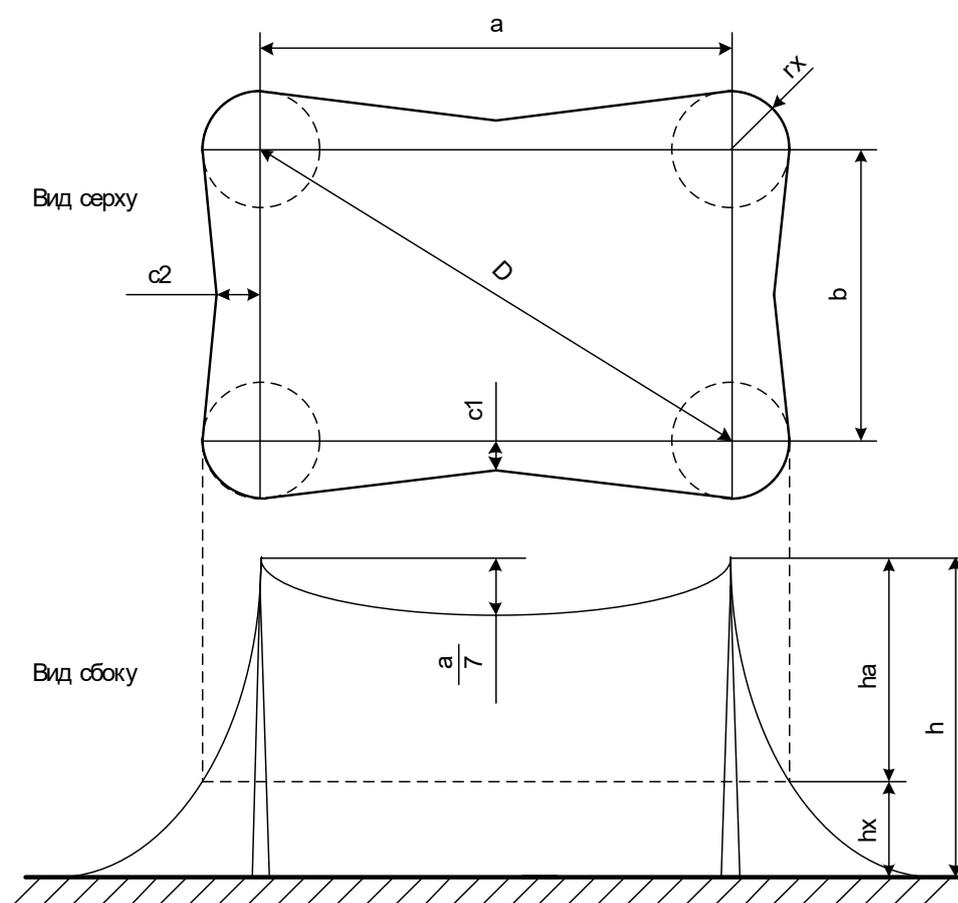


Рисунок 11 – Зона защиты четырех молниеприемников

Принимается уровень защищаемой зоны  $h_x$  по наивысшему электрооборудованию – 6,3 м.

Определяется зона защиты молниеотводов. Предварительно принимается высота 15 метров.

Так как число молниеотводов больше двух, то внешние части защищаемой зоны определяются по формуле, м:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (117)$$

где  $h_a$  – превышение молниеотвода над рассматриваемым уровнем, м.

$$\begin{aligned} h_a &= h - h_x, & (118) \\ h_a &= 15 - 6,3 = 8,7 \text{ м}, \\ r_x &= 8,7 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{6,3}{15}} = 9,8 \text{ м}, \end{aligned}$$

Высота защитной зоны в середине между молниеприемниками должно удовлетворять условию:

$$a \leq 7 \cdot h_a, \quad (119)$$

$$20,75 \leq 7 \cdot 8,7 = 60,9,$$

Условием защиты всей площади является выполнение уравнения:

$$\begin{aligned} D &= \sqrt{a^2 + b^2} \leq 8 \cdot h_a, & (120) \\ D &= \sqrt{20,75^2 + 17,856^2} \leq 8 \cdot 8,7, \\ D &= 27,352 \leq 69,6. \end{aligned}$$

Таким образом, все оборудование ПС полностью находится в зоне защиты молниеприемников, что обеспечивает защиту от ударов молнии всего оборудования, расположенного на территории ГПП.

## Заключение

В представленной выпускной квалификационной работе было проведено проектирование системы электроснабжения завода строительного оборудования и произведен выбор оборудования.

Выбрана схема электроснабжения, обеспечивающая максимальную надежность электроснабжения. Произведен расчет электрических нагрузок и токов короткого замыкания.

На основании произведённых расчетов выбраны силовые трансформаторы, ячейки, проводники и коммутационные аппараты. Весь выбор основан на расчете нагрузок и проверке выбранного оборудования по токам короткого замыкания.

В результате расчета выбрано оборудование, соответствующее по электродинамической стойкости ударным токам КЗ, а также по термической стойкости условиям КЗ.

Также в данной работе приведено описание устройств релейной защиты, выбраны устройства защиты на основе микропроцессорных блоков, рассчитаны уставки срабатывания устройств защиты. Отмечено, что на все ТП должны быть установлены устройства автоматического включения резервного питания – АВР, для сокращения перерывов в электроснабжении.

Все выбранное оборудование проверено на соответствие термической и электродинамической стойкости к токам коротких замыканий.

Для защиты персонала от напряжения прикосновения спроектировано заземляющее устройство. Для защиты оборудования от ударов молнии спроектированы молниезащиты устройства (металлический молниеприемник и и токопроводящего спуска с заземлителем).

Полученная система электроснабжения позволяет обеспечить завод строительного оборудования качественной электроэнергией с обеспечением требуемой надежности.

## Список используемых источников

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
2. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия : ГОСТ Р 52565-2006 / Национальный стандарт : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 августа 2006 г. N 170-ст : введен впервые : дата введения 2007-04-01 / разработан ОАО «ВНИИЭ». - Москва : Стандартинформ, 2007. - 91 с.
3. ГОСТ Р 51559-2022 Трансформаторы силовые масляные классов напряжения 110 и 220 кВ и автотрансформаторы класса напряжения 27,5 кВ для систем тягового железнодорожного электроснабжения переменного тока. – М. : Российский институт стандартизации, 2022. – 56 с.
4. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения : ГОСТ Р 59279-2020 / Национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24 декабря 2020 г. № 1375-ст : дата введения 2021-01-19 / разработан ПАО «ФСК ЕЭС». - Москва : Стандартинформ, 2021. - 150 с.
5. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.
6. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: учебник / Е.А. Конюхова. - М.: Академия, 2012. - 352 с.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.

8. Кудряшов, Р.А. Расчет электрических нагрузок : учебник / Р.А. Кудряшов, О.М. Кудряшова. - Тюмень : ТИУ, 2016. - 95 с.
9. Наумов, И.В. Электроснабжение. – Благовещенск: Изд-во АМГУ, 2014. – 381 с.
10. О единой технической политике в электросетевом комплексе : Положение ПАО «Россети» / Утверждено Советом директоров ПАО «Россети» 31.03.2021.
11. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы 6 и 7 изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 августа 2008 года). – Москва: КНОРУС, 2009. – 487 с.
12. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания : СТО ДИВГ-059-2017 / Стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом Генерального директора ООО «НТЦ «Механотроника» № 112 от 23.03.2018 / разработан ООО «НТЦ «Механотроника». – Санкт-Петербург : Бюро стандартизации и технической документации, 2017. - 74 с.
13. Руководящие указание по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98: утв. ОАО РАО «ЕЭС России» 23.03.1998. Москва : МЭИ, 1998.
14. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий: учебник / Ю.Д. Сибикин. - М.: Инфра-М, 2017. - 89 с.
15. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания : СТО ДИВГ-055-2013 / Стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом Генерального директора ООО «НТЦ «Механотроника» № 306-УК от 29.11.2013 : дата введения 2013-11-29 / разработан ООО «НТЦ «Механотроника». – Санкт-Петербург : Бюро стандартизации и технической документации, 2013. - 58 с. – URL : [https://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/transformatory\\_avtotransforma](https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransforma)

tory-dif.tokovaya\_zashita.pdf?ysclid=lpkrd9q4cg762907652 (дата обращения : 01.11.2023).

16. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия : ГОСТ 1983-2015 / Межгосударственный стандарт : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июня 2006 г. N 673-ст : введен впервые : дата введения 2017-03-01 / разработан ООО «Ц СВЭП». - Москва : Стандартинформ, 2016. - 44 с.

17. Трансформаторы силовые. Общие технические условия : ГОСТ Р 52719-2007 / Национальный стандарт : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 9 апреля 2007 г. N 60-ст : введен впервые : дата введения 2008-01-01 / разработан филиалом ОАО «НТЦ электроэнергетика» - ВНИИЭ. - Москва : Стандартинформ, 2009. - 68 с.

18. Трансформаторы тока. Общие технические условия : ГОСТ 7746-2015 / Межгосударственный стандарт : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июня 2016 г. N 674-ст : введен впервые : дата введения 2017-03-01 / разработан ООО «Ц СВЭП». - Москва : Стандартинформ, 2017. - 43 с.

19. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Д.Л. Файбисович. – М.: «Энас», 2006. – 320 с.

20. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - М.: Форум, 2016. - 208 с.