

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и  
учреждений  
(направленность (профиль))

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему «Электрооборудование и электрохозяйство завода по производству  
алюминиевых металлоконструкций»

Студент(ка)

Е.И. Макаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## Аннотация

В результате выполнения выпускной квалификационной работы спроектирована система электрооборудования и электрохозяйства завода по производству алюминиевых металлоконструкций. Произведен расчет электрических нагрузок по предприятию. Выбрано число, мощность и тип цеховых трансформаторов на трансформаторных подстанциях предприятия, а так же тип, число и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия. Выбраны схемы внешнего и внутреннего электроснабжения предприятия и рассчитаны токи короткого замыкания. Так же в работе выбрано электрооборудование системы электроснабжения предприятия.

Графическая часть выполнена на шести листах формата А1. Пояснительная записка выпускной квалификационной работы представлена на 64 листах формата А4. В записке представлена 20 таблиц и 3 рисунка. В приложении А представлены капитальные вложения в разработанную схему электроснабжения.

## Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика объекта проектирования .....	5
2 Расчет электрических нагрузок предприятия .....	7
3 Выбор числа, мощности и типа цеховых трансформаторных подстанций предприятия .....	9
4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции .....	26
5 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия	32
6 Расчет токов короткого замыкания .....	36
7 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия .....	40
8 Релейная защита .....	49
9 Расчет защитного заземления .....	55
10 Молниезащита подстанции .....	59
Заключение .....	61
Список использованных источников .....	62
Приложение А .....	65

## Введение

Система электрооборудования и электрохозяйства предприятия включает в себя основное оборудование, которое участвует в технологическом цикле производства продукции, а так же дополнительное оборудование обеспечивающее нормальное функционирование предприятия и выполнение технологического процесса.

Отличительные особенности предприятия, в частности особенности его технологического процесса сказываются на структуре его электрохозяйства.

Для проектирования или реконструкции любой системы электрооборудования и электрохозяйства необходимо на первом этапе выполнить анализ системы управления предприятия и анализ технологического процесса. Кроме того, построении рациональной системы электрооборудования и электрохозяйства сказывается климатическое расположение предприятия, что так же учитывается при проектировании.

Целью ВКР является разработка надежной и бесперебойной системы электрооборудования и электрохозяйства предприятия по производству алюминиевых металлоконструкций.

Для решения поставленной в работе цели необходимо решить следующие задачи:

1. Необходимо выполнить расчет электрических нагрузок по всему предприятию;
2. Провести выбор трансформаторов на трансформаторных подстанциях предприятия;
3. Выбрать количество и мощность трансформаторов необходимых для установки на ГПП предприятия;
4. Выполнить расчет токов короткого замыкания;
5. Произвести выбор электрооборудования предприятия.

При выполнении ВКР необходимо придерживаться всех действующих нормативных документов, руководящих указаний и правил.

## **1 Краткая характеристика объекта проектирования**

ООО «Алюминиевые металлоконструкции» является одним из градообразующих предприятий города Жигулевск. Основная его направленность это изготовление алюминиевых профилей абсолютно всех видов и типов. Среди потребителей продукции компании такие предприятия, как «АВТОВАЗ», «АВТОВАЗАГРЕГАТ», «НефАЗ», ГК «ГАЗ», «Тверьвагонзавод», «Миасский машиностроительный завод», ГК «ТБМ», «SCHÜCO – Moscow» и другие.

В ее состав входит комплекс подразделений, которые позволяют производить на современном высокоточном и высокопроизводительном оборудовании «TrevisanCometallS.p.A» (Италия) алюминиевые профили по чертежам заказчика в полном соответствии с техническими требованиями, которые предъявляются к данным видам изделий как по механическим свойствам и точности изготовления, так и по качеству порошкового полимерного покрытия.

Для прессования длинномерных тонкостенных профилей сложной конфигурации введены в эксплуатацию три линии с натяжением на базе прессов 1100, 1320 и 3300 тс. Производство обеспечено термическими установками для закалки и старения прессованных полуфабрикатов, а также растяжными машинами разной мощности. Окрашиваются алюминиевые профили порошковыми красками на линии вертикальной покраски.

Линия имеет две покрасочные кабины, которые позволяют производить переход с одного цвета на другой за несколько минут. При этом конвейерная система спроектирована таким образом, что даже при максимальной скорости движения конвейера обеспечивается высокая укрываемость окрашиваемых изделий.

Получить высокое качество покрытия можно только при строгом соблюдении технологии. Для этого на линии предусмотрен программируемый логический контролер, программное обеспечение

которого позволяет записывать и хранить все технологические параметры процесса подготовки, покраски, полимеризации окрашиваемых изделий.

В качестве защитно-декоративного покрытия активно используется анодирование — обработка поверхности, сохраняющая все преимущества алюминия и не позволяющая металлу окисляться при взаимодействии с воздухом.

При освоении новых профилей по чертежам заказчика опытные образцы продукции проходят проверку на мультисенсорной координатно-измерительной машине фирмы Werth Messtechnik — высокоточном оборудовании из Германии. Это позволяет достичь идеального соответствия технической документации, а также значительно сократить сроки их разработки и изготовления.

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения завода.

На предприятии присутствуют потребители рассчитанные на напряжение ниже 1000 В и суммарная установленная мощность всех электроприемников напряжением ниже 1000 В составляет порядка 14776 кВт. По категории надежности электроснабжения потребители предприятия относятся в основном ко второй и третьей категориям надежности. Напряжение внешней системы электроснабжения от которой получает питание предприятие составляет 110 кВ. Мощность КЗ в месте присоединения предприятия к внешней энергосистеме составляет 2200 МВА. На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-10000/110. Распределение электрической энергии по территории предприятия выполняется на напряжении 10 кВ.

## 2 Расчет электрических нагрузок предприятия

Определение ожидаемых нагрузок на элементах рассчитываемой сети это одно из основных частей проекта электроснабжения промышленного предприятия в любой отрасли народного хозяйства, поскольку нагрузки определяют параметры и характеристики элементов сети (сечение проводов, мощность трансформаторов и т. д.). Нужно знать электрические нагрузки при расчете потерь энергии, отклонений и колебаний напряжения, при выборе защитных, компенсирующих устройств.

Исходя из технологических особенностей и состава электрооборудования цехов, определяем по справочникам коэффициенты использования  $K_u$  и мощности  $\cos\varphi$  электроприемников цеха.

Для каждого цеха вычисляем средние активные  $P_c$  и реактивные  $Q_c$  нагрузки:

$$P_c = K_u \cdot P_n,$$
$$Q_c = K_u \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi.$$

Используя значения  $n_s$  и  $K_{ub}$  по таблицам находим коэффициент максимума  $K_m$  и определяем расчетные активные и реактивные нагрузки:

$$P_p = K_m \cdot P_c,$$
$$Q_p = 1.1Q_c \text{ при } n_s \leq 10,$$
$$Q_p = Q_c \text{ при } n_s > 10.$$

Расчетную осветительную нагрузку  $P_{осв}$  вычисляем по выражению:

$$P_{осв} = K_c \cdot P_{yo} \cdot F_n,$$

где  $K_c$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;  
 $P_{yo}$  – удельная осветительная нагрузка на  $1\text{ м}^2$  производственной поверхности пола цеха;

$F_n$  – площадь поверхности пола цеха.

Суммируем нагрузки  $P_p$ ,  $P_{осв}$  и  $Q_p$ ,  $Q_{осв}$ , находим полную расчетную низковольтную нагрузку цеха  $S_p$ .

1. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчет электрических нагрузок по предприятию

№ пп	Наименование цехов	$P_n$ , кВт	n	$K_i$	$\cos\varphi/\text{tg}\varphi$	$P_c$ , кВт	$Q_c$ , квар	$K_m$	$P$ , кВт	$P_{p.o}$ , кВт	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
1	ЛГП	625	30	0,6	0,8/0,75	375	281	1,13	423	13,5	436	281	518
2	ТНП	520	28	0,16	0,5/1,78	83,2	148	1,46	121,5	121,5	243	148	285
3	ЭТМ-Транс	159	10	0,12	0,5/1,78	19,1	34	2,42	46,2	27	73,2	37,4	83
4	Участок ремонта штампов	158	8	0,2	0,4/1,7	31,6	54	1,99	63	108	171	59,4	181
5	Заводоуправление	625	10	0,12	0,5/1,78	62,5	111	2,42	151,2	54	205,2	122	239
6	ВЛП	1200	44	0,6	0,8/0,75	720	540	1,12	806	27	833	540	993
7	Пресскомплект	752	42	0,2	0,4/1,7	145	254	1,27	184	54	238	254	348
8	ПРП-2	446	22	0,16	0,5/1,78	71,4	127	1,65	118	94,5	212,5	127	247
9	АП-2	2230	100	0,75	0,85/0,62	1572	1037	1,05	1656	48	1704	1037	1980
10	Котельная	2000	68	0,8	0,75/0,88	1600	1408	1,05	1680	18	1698	1408	2205
11	ПРП-1	1250	38	0,16	0,5/1,78	200	356	1,37	274	108	382	356	522
12	Гальваника	563	60	0,4	0,6/1,33	225,2	299	1,12	252,2	47	299,2	299	422,8
13	Участок доводки матриц	140	12	0,14	0,5/1,78	19,6	35	1,96	38,5	72	110,5	35	116
14	Кислородно-компрессорный цех	1025	24	0,7	0,85/0,62	717,5	444	1,1	789	27	816	444	929
15	Электроцех	171	16	0,12	0,5/1,78	20,5	36,5	1,99	40,8	9,6	50,4	36,5	62
16	ТВСиВ	106	12	0,12	0,5/1,78	12,7	22,6	2,24	28,5	3,6	32,1	22,6	39
17	Хим.лаборатория	104	18	0,14	0,5/1,78	14,6	26	1,65	24	9,6	23,6	26	35
18	АП-1	5400	202	0,75	0,85/0,62	4050	2604	1,04	4212	202,5	4414	2604	5125
19	РМУ	200	40	0,14	0,5/1,78	28	49,8	1,37	38,4	13,5	51,9	49,8	72
	Освещение территории:									155,2			155,2
	Итого по предприятию:	18074	784			8870	7080		9706	1213	12161	7106	14776



### 3 Выбор числа, мощности и типа цеховых трансформаторных подстанций предприятия

Плотность электрической нагрузки цеха:

$$\sigma = \frac{S_P}{F_{Ц}},$$

где  $S_P$  - расчетная электрическая нагрузка цеха,

$F_{Ц}$  - площадь цеха.

Величина  $\sigma$  рассчитывается в предположении, что электрические нагрузки распределены равномерно по площади цеха.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по выражению:

$$N_0 = \frac{P_P}{K_3 \cdot S_{НОМ.Т}},$$

где  $P_P$  - расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей;

$K_3$  - допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы;

$S_{НОМ.Т}$  - выбранная номинальная мощность цеховых ТП.

К установке принимаем ближайшее большее целое число  $N$ .

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок, учитывая расположение технологического оборудования и предусматривая установку подстанций так, чтобы они не препятствовали нормальному ходу технологического процесса.

Выбираем внутрицеховые комплектные трансформаторные подстанции как наиболее экономичные. Располагаются такие подстанции между опорными колоннами либо около внутренних или наружных стен здания внутри цеха.

Объединенные цех ТНП, ЭТМ-транс, участок ремонта штампов.

Распределения мощности:

$$\bar{b} = S_p / F_{ц},$$

где  $S_p$  – нагрузка цеха,

$F_{ц}$  – площадь цеха,

$$\bar{b} = 549 / 7950 = 0,069.$$

Так как  $\bar{b}$  меньше, чем 0.1, выбираем трансформаторы мощностью до 630 кВА.

Выбираем трансформатор мощностью 630 кВА.

По таблице находим  $\Delta P_{тр}=7,6$  кВт;  $\Delta Q_{тр}=20,2$  квар;

$$P_p = P_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{тр} = 487 + 1 \cdot 7,6 = 495 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{тр} = 244,8 + 1 \cdot 20,2 = 265 \text{ квар}.$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$а) Q'_{\text{э}1} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}} = 265 - 0,7 \cdot 0 = 265 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{э}1} = \alpha P_p = 0,28 \cdot 495 = 138,6 \text{ квар}.$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{\text{э}1} = 138,6 \text{ квар}.$

$$б) Q^{\min} = 0,64 \cdot 265 = 169,6 \text{ квар}.$$

$$Q_{\text{э}2,в} = Q^{\min} - Q_{\text{кд}} = Q^{\min} - (Q_p - Q_{\text{э}1}) = 169,6 - (265 - 138,6) = 43,2 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э}2,н} = Q^{\min} + Q_{\text{к}} = 169,6 + 0 = 169,6 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\text{э}2} = Q_{\text{э}2,н} = 169,6 \text{ квар}.$

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\text{э}1} = 1,15 \cdot 265 - 138,6 = 166 \text{ квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$$Q_{\text{куmin}} = Q^{\min} - Q_{\text{э}2} = 169,6 - 169,6 = 0 \text{ -т.е. все КУ должны быть регулируемые}.$$

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 S_{HT}} = \frac{487}{0,9 \cdot 630} = 0,85,$$

$K_3 = 0,9$  (для однотрансформаторных ТП при питании потребителей III категории).

Принимаем ближайшее большее  $N_T = 1.$

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться.

$$Q_{ЭН} = Q_{Э1} - Q_B = 138,6 - (265 - 244,8) = 118,4 \text{ квар.}$$

$Q_B$  - реактивная мощность потребителей 10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{P\Sigma}^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 630)^2 - 487^2} = 290 \text{ квар,}$$

$$Q_{КУН} = Q_{P\Sigma} - Q_T = 244,8 - 290 = -45,6 \text{ квар,}$$

$$Q_{.КУВ} = Q_{КУ \max} - Q_{КУН} = 166 \langle 800 \text{ квар.}$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем однострансформаторную ТП с трансформатором типа ТМЗ 630/10. Компенсация РМ не осуществляется.

Объединенные заводоуправление и ремонтно-механический участок.

Распределения мощности:

$$b = S_P / F_{Ц},$$

где  $S_P$  – нагрузка цеха,

$F_{Ц}$  – площадь цеха,

$$b = 311 / 6400 = 0,048.$$

Так как  $b$  меньше, чем 0.05, выбираем трансформаторы мощностью до 400 кВА.

Выбираем трансформатор мощностью 400 кВА.

По таблице находим  $\Delta P_{тр} = 5,5$  кВт;  $\Delta Q_{тр} = 18$  квар;

$$P_P = P_{P\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{тр} = 257 + 1 \cdot 5,5 = 262,5 \text{ кВт,}$$

$$Q_P = Q_{P\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{тр} = 172 + 1 \cdot 18 = 190 \text{ квар,}$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$a) Q'_{Э1} = Q_P - 0,7 Q_{сд} = 190 - 0,7 \cdot 0 = 190 \text{ квар;}$$

$$Q''_{Э1} = \alpha P_P = 0,28 \cdot 262 = 73,5 \text{ квар.}$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{Э1} = 73,5 \text{ квар.}$

$$б) Q^{\min} = 0,64 \cdot 190 = 122 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{кд}} = Q_{\text{min}} - (Q_{\text{р}} - Q_{\text{э1}}) = 122 - (190 - 73,5) = 5,5 \text{квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}} = 122 + 0 = 122 \text{квар},$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\text{э2}} = Q_{\text{э2,н}} = 122 \text{квар}$ .

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_{\text{р}} - Q_{\text{э1}} = 1,15 \cdot 190 - 73,5 = 145 \text{квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$$Q_{\text{куmin}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э2}} = 122 - 122 = 0 \text{ - т.е. все КУ должны быть регулируемыми.}$$

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{\text{р}\Sigma}}{K_3 S_{\text{HT}}} = \frac{257}{0,9 \cdot 400} = 0,71$$

$K_3 = 0,9$  (для однотрансформаторных ТП при питании потребителей III категории).

Принимаем ближайшее большее  $N_T = 1$ .

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\text{э1}} - Q_{\text{в}} = 73,5 - (190 - 172) = 55,5 \text{квар}.$$

$Q_{\text{в}}$  - реактивная мощность потребителей 10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{\text{р}\Sigma}^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 400)^2 - 257^2} = 252 \text{квар}$$

$$Q_{\text{КУН}} = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_T = 172 - 252 = -80 \text{квар},$$

$$Q_{\text{КУВ}} = Q_{\text{КУ max}} - Q_{\text{КУН}} = 145 - (-80) = 225 \text{квар},$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем однотрансформаторную ТП с трансформатором типа ТМЗ 400/6. Компенсация РМ не осуществляется.

Цех вертикальной линии покраски.

Распределения мощности:

$$\delta = S_p / F_{\text{ц}},$$

где  $S_p$  – нагрузка цеха,

$F_{\text{ц}}$  – площадь цеха,

$$\delta = 993 / 1800 = 0,55$$

Выбираем два трансформатора мощностью 1000 кВА т.к. преобладают потребители II категории.

По таблице находим  $\Delta P_{\text{тр}}=16,5$  кВт; $\Delta Q_{\text{тр}}=20,8$ квар;

$$P_p = P_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{\text{тр}} = 833 + 2 \cdot 16,5 = 866 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{\text{тр}} = 540 + 2 \cdot 20,8 = 582 \text{ квар},$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$а) Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}} = 582 - 0,7 \cdot 0 = 582 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha P_p = 0,28 \cdot 866 = 242,5 \text{ квар}.$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{\text{э1}} = 242,5 \text{ квар}$ .

$$б) Q^{\text{min}} = 0,64 \cdot 582 = 372,5 \text{ квар}.$$

$$Q_{\text{э2,в}} = Q^{\text{min}} - Q_{\text{кд}} = Q^{\text{min}} - (Q_p - Q_{\text{э1}}) = 372,5 - (582 - 242,5) = 330,5 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q^{\text{min}} + Q_{\text{к}} = 372,5 + 0 = 372,5 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\text{э2}} = Q_{\text{э2,н}} = 372,5 \text{ квар}$ .

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\text{э1}} = 1,15 \cdot 582 - 242,5 = 427 \text{ квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$$Q_{\text{куmin}} = Q^{\text{min}} - Q_{\text{э2}} = 372,5 - 372,5 = 0 \text{ - т.е. все КУ должны быть регулируемые.}$$

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_s S_{HT}} = \frac{833}{0,7 \cdot 1000} = 1,19$$

Принимаем ближайшее большее  $N_T = 2$ .

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться.

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\text{э1}} - Q_{\text{в}} = 242,5 - (582 - 540) = 200,5 \text{ квар}.$$

$Q_B$  - реактивная мощность потребителей 10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 833^2} = 1125 \text{квар},$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T = 540 - 1125 = -585 \text{квар},$$

$$Q_{KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH} = 427 < 800 \text{квар}.$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем двухтрансформаторную ТП с трансформаторами типа ТМЗ 1000/10. Компенсация РМ не осуществляется.

Объединенные цех прессового производства ПРП2 и пресскомлект.

Распределения мощности:

$$b = S_P / F_{\text{ц}},$$

где  $S_P$  – нагрузка цеха,

$F_{\text{ц}}$  – площадь цеха,

$$b = 595 / 9900 = 0,06$$

Так как  $b$  меньше, чем 0.1, выбираем трансформаторы мощностью до 630 кВА.

Выбираем трансформатор мощностью 630 кВА.

По таблице находим  $\Delta P_{\text{тр}}=7,6$  кВт;  $\Delta Q_{\text{тр}}=20,2$ квар;

$$P_P = P_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{\text{тр}} = 450 + 1 \cdot 7,6 = 457 \text{ кВт},$$

$$Q_P = Q_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{\text{тр}} = 381 + 1 \cdot 20,2 = 401 \text{квар}.$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$a) Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 Q_{\text{сд}} = 401 - 0,7 \cdot 0 = 401 \text{квар};$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha P_P = 0,28 \cdot 457 = 128 \text{квар}.$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{\text{э1}}=128 \text{квар}$ .

$$b) Q^{\min} = 0,64 \cdot 401 = 256 \text{квар}.$$

$$Q_{\text{э2,в}} = Q^{\min} - Q_{\text{кд}} = Q^{\min} - (Q_P - Q_{\text{э1}}) = 256 - (401 - 128) = -17 \text{квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q^{\min} + Q_{\text{к}} = 256 + 0 = 256 \text{квар},$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\Sigma 2} = Q_{\Sigma 2, \text{н}} = 256 \text{ квар}$ .

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\Sigma 1} = 1,15 \cdot 401 - 128 = 333 \text{ квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$$Q_{\text{куmin}} = Q_{\text{min}} - Q_{\Sigma 2} = 256 - 256 = 0 \text{ - т.е. все КУ должны быть регулируемые.}$$

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{\rho\Sigma}}{K_3 S_{HT}} = \frac{450}{0,9 \cdot 630} = 0,79$$

$K_3 = 0,9$  (для однотрансформаторных ТП при питании потребителей III категории).

Принимаем ближайшее большее  $N_T = 1$ .

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться

$$Q_{\text{н}} = Q_{\Sigma 1} - Q_{\text{в}} = 128 - (401 - 381) = 108 \text{ квар}.$$

$Q_{\text{в}}$  - реактивная мощность потребителей 10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{\rho\Sigma}^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 630)^2 - 450^2} = 345 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{КУН}} = Q_{\rho\Sigma} - Q_T = 381 - 345 = 36 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{КУВ}} = Q_{\text{КУmax}} - Q_{\text{КУН}} = 333 - 36 = 297 < 800 \text{ квар}.$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем однотрансформаторную ТП с трансформатором типа ТМЗ 630/10. Компенсация РМ не осуществляется.

Цех алюминиевого производства №2.

Распределения мощности:

$$\delta = S_p / F_{\text{ц}},$$

где  $S_p$  – нагрузка цеха,

$F_{\text{ц}}$  – площадь цеха,

$$b = 1980 / 3200 = 0,61$$

Выбираем два трансформатора мощностью 1000 кВА.

По таблице находим  $\Delta P_{тр}=16,5$  кВт;  $\Delta Q_{тр}=20,8$  квар;

$$P_p = P_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{тр} = 1704 + 2 \cdot 16,5 = 1737 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{тр} = 1037 + 2 \cdot 20,8 = 1079 \text{ квар},$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$a) Q'_{\varepsilon 1} = Q_p - 0,7 Q_{сд} = 1079 - 0,7 \cdot 0 = 1079 \text{ квар};$$

$$Q''_{\varepsilon 1} = \alpha P_p = 0,28 \cdot 1737 = 486 \text{ квар},$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{\varepsilon 1} = 486 \text{ квар}$ .

$$б) Q_{\min} = 0,64 \cdot 1079 = 690 \text{ квар}.$$

$$Q_{\varepsilon 2,в} = Q_{\min} - Q_{кд} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{\varepsilon 1}) = 690 - (1079 - 486) = 97 \text{ квар};$$

$$Q_{\varepsilon 2,н} = Q_{\min} + Q_k = 690 + 0 = 690 \text{ квар},$$

$$Q_k = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\varepsilon 2} = Q_{\varepsilon 2,н} = 690 \text{ квар}$ .

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1} = 1,15 \cdot 1079 - 486 = 754 \text{ квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$$Q_{ку\min} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2} = 690 - 690 = 0 \text{ - т.е. все КУ должны быть регулируемые.}$$

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_s S_{HT}} = \frac{1704}{0,9 \cdot 1000} = 1,85$$

Принимаем ближайшее большее  $N_T = 2$ .

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться

$$Q_{\varepsilon н} = Q_{\varepsilon 1} - Q_{в} = 486 - (1079 - 1037) = 444 \text{ квар}.$$

$Q_{в}$  - реактивная мощность потребителей 10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;



$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,9 \cdot 1000)^2 - 1704^2} = 580 \text{квар}$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T = 1037 - 580 = 457 \text{квар},$$

$$Q_{KVB} = Q_{KY \max} - Q_{KVH} = 754 - 457 = 297 < 800 \text{квар}.$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем двухтрансформаторную ТП с трансформаторами типа ТМЗ 1000/10. На стороне до 1кВ выбираем регулируемое КУ типа УКП-0,38-600-150 с ручным ступенчатым регулированием.

Котельная.

Распределения мощности:

$$b = S_P / F_{ц},$$

где  $S_P$  – нагрузка цеха,

$F_{ц}$  – площадь цеха,

$$b = 2205 / 1200 = 1,83.$$

Выбираем два трансформатора мощностью 1000 кВА.

По таблице находим  $\Delta P_{тр} = 16,5$  кВт;  $\Delta Q_{тр} = 20,8$  квар;

$$P_P = P_{P\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{тр} = 1698 + 2 \cdot 16,5 = 1731 \text{кВт},$$

$$Q_P = Q_{P\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{тр} = 1408 + 2 \cdot 20,8 = 1449 \text{квар},$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$a) Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 Q_{\text{сд}} = 1449 - 0,7 \cdot 0 = 1449 \text{квар};$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha P_P = 0,28 \cdot 1731 = 486 \text{квар}.$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{\text{э1}} = 486 \text{квар}$ .

$$b) Q^{\min} = 0,64 \cdot 1449 = 927 \text{квар}.$$

$$Q_{\text{э2,в}} = Q^{\min} - Q_{\text{кд}} = Q^{\min} - (Q_P - Q_{\text{э1}}) = 927 - (1449 - 486) = -36 \text{квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q^{\min} + Q_{\text{к}} = 927 + 0 = 927 \text{квар},$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\text{э2}} = Q_{\text{э2,н}} = 927 \text{квар}$ .

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_P - Q_{\text{э1}} = 1,15 \cdot 1449 - 486 = 1180 \text{квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$Q_{\text{кymin}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{з2}} = 927 - 927 = 0$  - т.е. все КУ должны быть регулируемые.

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{\rho\Sigma}}{K_3 S_{HT}} = \frac{1698}{0,9 \cdot 1000} = 1,85$$

Принимаем ближайшее большее  $N_T = 2$ .

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться

$$Q_{\text{эH}} = Q_{\text{з1}} - Q_{\text{в}} = 486 - (1449 - 1408) = 445 \text{ квар.}$$

$Q_{\text{в}}$  - реактивная мощность потребителей 10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{\rho\Sigma}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,9 \cdot 1000)^2 - 1698^2} = 597 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{КВH}} = Q_{\rho\Sigma} - Q_T = 1408 - 597 = 811 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{КВВ}} = Q_{\text{КВ max}} - Q_{\text{КВH}} = 1180 - 811 = 369 < 800 \text{ квар},$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем двухтрансформаторную ТП с трансформаторами типа ТМЗ 1000/10. На стороне до 1кВ выбираем два регулируемых КУ типа УКП-0,38-450-150 с ручным ступенчатым регулированием.

Цех прессового производства ПРП1.

Распределения мощности:

$$b = S_p / F_{\text{ц}},$$

где  $S_p$  – нагрузка цеха,

$F_{\text{ц}}$  – площадь цеха,

$$b = 522 / 7200 = 0,072.$$

Так как  $b$  меньше, чем 0.1, выбираем трансформаторы мощностью до 630 кВА.

Выбираем трансформатор мощностью 630 кВА.

По таблице находим  $\Delta P_{\text{тр}} = 7,6$  кВт;  $\Delta Q_{\text{тр}} = 20,2$  квар;

$$P_p = P_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{тр} = 382 + 1 \cdot 7,6 = 389 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{тр} = 356 + 1 \cdot 20,2 = 376 \text{ квар}.$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$a) Q'_{\text{э}1} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}} = 376 - 0,7 \cdot 0 = 376 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{э}1} = \alpha P_p = 0,28 \cdot 389 = 109 \text{ квар},$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{\text{э}1} = 109 \text{ квар}$ .

$$б) Q^{\min} = 0,64 \cdot 376 = 240 \text{ квар}.$$

$$Q_{\text{э}2,в} = Q^{\min} - Q_{\text{кд}} = Q^{\min} - (Q_p - Q_{\text{э}1}) = 240 - (376 - 109) = -7 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э}2,н} = Q^{\min} + Q_{\text{к}} = 240 + 0 = 240 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{к}} = 0,$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\text{э}2} = Q_{\text{э}2,н} = 240 \text{ квар}$ .

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\text{э}1} = 1,15 \cdot 376 - 109 = 323 \text{ квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$$Q_{\text{куmin}} = Q^{\min} - Q_{\text{э}2} = 240 - 240 = 0 \text{ - т.е. все КУ должны быть регулируемые.}$$

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 S_{HT}} = \frac{382}{0,9 \cdot 630} = 0,67,$$

$K_3 = 0,9$  (для однотрансформаторных ТП при питании потребителей III категории).

Принимаем ближайшее большее  $N_T = 1$ .

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться.

$$Q_{\text{э}н} = Q_{\text{э}1} - Q_{\text{в}} = 109 - (376 - 356) = 89 \text{ квар}.$$

$Q_{\text{в}}$  - реактивная мощность потребителей 10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 630)^2 - 382^2} = 419 \text{ квар}$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T = 356 - 419 = -63 \text{квар},$$

$$Q_{KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH} = 323 < 800 \text{квар}.$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем однострансформаторную ТП с трансформатором типа ТМЗ 630/10. Компенсация РМ не осуществляется.

Объединенные участок доводки матриц и гальваника.

Распределения мощности:

$$b = S_p / F_{\text{ц}},$$

где  $S_p$  – нагрузка цеха,

$F_{\text{ц}}$  – площадь цеха,

$$b = 539 / 7950 = 0,067.$$

Так как  $b$  меньше, чем 0.1, выбираем трансформаторы мощностью до 630 кВА.

Выбираем трансформатор мощностью 630 кВА.

По таблице находим  $\Delta P_{\text{тр}}=7,6$  кВт;  $\Delta Q_{\text{тр}}=20,2$ квар;

$$P_p = P_{p\Sigma} + n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{тр}} = 410 + 1 \cdot 7,6 = 417 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + n_{\text{т}} \cdot \Delta Q_{\text{тр}} = 334 + 1 \cdot 20,2 = 354 \text{квар}.$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$a) Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}} = 354 - 0,7 \cdot 0 = 354 \text{квар};$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha P_p = 0,28 \cdot 417 = 117 \text{квар},$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{\text{э1}}=117 \text{квар}$ .

$$b) Q^{\min} = 0,64 \cdot 354 = 227 \text{квар}.$$

$$Q_{\text{э2,в}} = Q^{\min} - Q_{\text{кд}} = Q^{\min} - (Q_p - Q_{\text{э1}}) = 227 - (354 - 117) = -10 \text{квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q^{\min} + Q_{\text{к}} = 227 + 0 = 227 \text{квар},$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\text{э2}} = Q_{\text{э2,н}} = 227 \text{квар}$ .

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\text{э1}} = 1,15 \cdot 354 - 117 = 290 \text{квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$Q_{\text{кymin}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э2}} = 227 - 227 = 0$  - т.е. все КУ должны быть регулируемыми.

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{\text{p}\Sigma}}{K_3 S_{\text{HT}}} = \frac{410}{0,9 \cdot 630} = 0,72$$

$K_3 = 0,9$  (для однотрансформаторных ТП при питании потребителей III категории).

Принимаем ближайшее большее  $N_T = 1$ .

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться

$$Q_{\text{эH}} = Q_{\text{э1}} - Q_{\text{в}} = 117 - (354 - 334) = 97 \text{ квар.}$$

$Q_{\text{в}}$  - реактивная мощность потребителей 6...10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{\text{p}\Sigma}^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 630)^2 - 410^2} = 392 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{КУH}} = Q_{\text{P}\Sigma} - Q_T = 334 - 392 = -58 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{.КУВ}} = Q_{\text{КУ max}} - Q_{\text{КУH}} = 290 < 800 \text{ квар.}$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем однотрансформаторную ТП с трансформатором типа ТМЗ 630/10. Компенсация РМ не осуществляется.

Объединенные кислородно-компрессорный цех, электроцех, ТВСиВ и хим. лаборатория.

Распределения мощности:

$$b = S_P / F_{\text{ц}},$$

где  $S_P$  – нагрузка цеха,

$F_{\text{ц}}$  – площадь цеха,

$$b = 1065 / 7900 = 0,13.$$

Выбираем два трансформатора мощностью 630 кВА.

По таблице находим  $\Delta P_{\text{тр}} = 7,6$  кВт;  $\Delta Q_{\text{тр}} = 20,2$  квар;

$$P_p = P_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{тр} = 921 + 2 \cdot 7,6 = 936 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{тр} = 529 + 2 \cdot 20,2 = 569 \text{ квар}.$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$a) Q'_{\text{э}1} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}} = 569 - 0,7 \cdot 0 = 569 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{э}1} = \alpha P_p = 0,28 \cdot 936 = 262 \text{ квар},$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{\text{э}1} = 262 \text{ квар}$ .

$$б) Q^{\min} = 0,64 \cdot 569 = 364 \text{ квар}.$$

$$Q_{\text{э}2,в} = Q^{\min} - Q_{\text{кд}} = Q^{\min} - (Q_p - Q_{\text{э}1}) = 364 - (569 - 262) = 57 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э}2,н} = Q^{\min} + Q_{\text{к}} = 364 + 0 = 364 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\text{э}2} = Q_{\text{э}2,н} = 364 \text{ квар}$ .

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\text{э}1} = 1,15 \cdot 569 - 262 = 392 \text{ квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$$Q_{\text{куmin}} = Q^{\min} - Q_{\text{э}2} = 364 - 364 = 0 \text{ - т.е. все КУ должны быть регулируемые.}$$

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 S_{HT}} = \frac{921}{0,9 \cdot 630} = 1,62,$$

Принимаем ближайшее большее  $N_T = 2$ .

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться.

$$Q_{\text{э}н} = Q_{\text{э}1} - Q_{\text{в}} = 262 - (569 - 529) = 222 \text{ квар}.$$

$Q_{\text{в}}$ -реактивная мощность потребителей 10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,9 \cdot 630)^2 - 921^2} = 662 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{КУН}} = Q_{p\Sigma} - Q_T = 529 - 662 = -133 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{КВВ}} = Q_{\text{КУmax}} - Q_{\text{КУН}} = 392 - (-133) = 525 \text{ квар},$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем двухтрансформаторную ТП с трансформаторами типа ТМЗ 630/10. Компенсация РМ не осуществляется.

Цех алюминиевого производства №1.

Распределения мощности:

$$\delta = S_p / F_{ц},$$

где  $S_p$  – нагрузка цеха,

$F_{ц}$  – площадь цеха,

$$\delta = 5125 / 13500 = 0,38.$$

Выбираем два трансформатора мощностью 2500 кВА.

По таблице находим  $\Delta P_{тр}=24$  кВт;  $\Delta Q_{тр}=25$  квар;

$$P_p = P_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{тр} = 4414 + 2 \cdot 24 = 4462 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{тр} = 2604 + 2 \cdot 25 = 2654 \text{ квар}.$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$а) Q'_{\text{э}1} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}} = 2654 - 0,7 \cdot 0 = 2654 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{э}1} = \alpha P_p = 0,28 \cdot 4462 = 1290 \text{ квар}.$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{\text{э}1} = 1290 \text{ квар}$ .

$$б) Q^{\min} = 0,64 \cdot 2654 = 1698 \text{ квар}.$$

$$Q_{\text{э}2,в} = Q^{\min} - Q_{\text{кд}} = Q^{\min} - (Q_p - Q_{\text{э}1}) = 1698 - (2654 - 1290) = 334 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э}2,н} = Q^{\min} + Q_{\text{к}} = 1698 + 0 = 1698 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\text{э}2} = Q_{\text{э}2,н} = 1698 \text{ квар}$ .

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\text{э}1} = 1,15 \cdot 2654 - 1290 = 1762 \text{ квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$$Q_{\text{куmin}} = Q^{\min} - Q_{\text{э}2} = 1698 - 1698 = 0 \text{ -т.е. все КУ должны быть регулируемые.}$$

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_s S_{HT}} = \frac{4414}{0,9 \cdot 2500} = 1,96$$

Принимаем ближайшее большее  $N_T=2$ .

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться.

$$Q_{\text{эН}} = Q_{\text{э1}} - Q_{\text{В}} = 1290 - (2654 - 2604) = 1240 \text{ квар.}$$

$Q_{\text{В}}$ -реактивная мощность потребителей 10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{\rho\Sigma}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,9 \cdot 2500)^2 - 4414^2} = 875 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{КУН}} = Q_{\rho\Sigma} - Q_T = 2604 - 875 = 1729 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{КУВ}} = Q_{\text{КУ max}} - Q_{\text{КУН}} = 1762 - 1729 = 33 \langle 800 \text{ квар}.$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем двухтрансформаторную ТП с трансформаторами типа ТМЗ 1000/10. На стороне до 1кВ выбираем три регулируемых КУ типа УКП-0,38-600-150 с ручным ступенчатым регулированием.

Линия горизонтальной покраски.

Распределения мощности:

$$b = S_p / F_{\text{ц}},$$

где  $S_p$  – нагрузка цеха,

$F_{\text{ц}}$  – площадь цеха,

$$b = 518 / 900 = 0,57.$$

Выбираем трансформатор мощностью 630 кВА.

По таблице находим  $\Delta P_{\text{тр}}=7,6$  кВт;  $\Delta Q_{\text{тр}}=20,2$ квар;

$$P_p = P_{\rho\Sigma} + n_T \cdot \Delta P_{\text{тр}} = 436 + 1 \cdot 7,6 = 443 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_{\rho\Sigma} + n_T \cdot \Delta Q_{\text{тр}} = 281 + 1 \cdot 20,2 = 301 \text{ квар.}$$

Значение входных реактивных мощностей:

$$a) Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}} = 301 - 0,7 \cdot 0 = 301 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha P_p = 0,28 \cdot 443 = 124 \text{ квар},$$

Принимаем меньшее из значений:  $Q_{\text{э1}}=124 \text{ квар.}$

$$б) Q^{\text{min}} = 0,64 \cdot 301 = 193 \text{ квар.}$$



$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{кд}} = Q_{\text{min}} - (Q_{\text{р}} - Q_{\text{э1}}) = 193 - (301 - 124) = 16 \text{квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}} = 193 + 0 = 193 \text{квар},$$

$$Q_{\text{к}} = 0.$$

Исходя из повышенного напряжения в часы минимума нагрузок принимаем  $Q_{\text{э2}} = Q_{\text{э2,н}} = 193 \text{квар}$ .

Суммарная мощность КУ;

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_{\text{р}} - Q_{\text{э1}} = 1,15 \cdot 301 - 124 = 222 \text{квар}.$$

Мощность нерегулируемых КУ;

$$Q_{\text{куmin}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э2}} = 193 - 193 = 0 \text{ - т.е. все КУ должны быть регулируемые.}$$

Выбираем число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_{\text{р}\Sigma}}{K_3 S_{\text{HT}}} = \frac{436}{0,9 \cdot 630} = 0,76,$$

$K_3 = 0,9$  (для однотрансформаторных ТП при питании потребителей III категории).

Принимаем ближайшее большее  $N_T = 1$ .

Определяем РМ, которая должна быть передана из сети 10кВ в сеть 0,4кВ и не должна компенсироваться.

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\text{э1}} - Q_{\text{в}} = 124 - (301 - 281) = 104 \text{квар}.$$

$Q_{\text{в}}$  - реактивная мощность потребителей 10кВ.

Находим РМ, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть U до 1000 В;

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{\text{р}\Sigma}^2} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 630)^2 - 436^2} = 362 \text{квар}$$

$$Q_{\text{КУН}} = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_T = 281 - 362 = -81 \text{квар},$$

$$Q_{\text{КУВ}} = Q_{\text{КУ max}} - Q_{\text{КУН}} = 222 \langle 800 \text{квар}.$$

Установка БК на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Принимаем однотрансформаторную ТП с трансформатором типа ТМЗ 630/10. Компенсация РМ не осуществляется.

#### 4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции

Напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия выбирается исходя из условия доступности источников питания и целесообразности прокладки питающих линий того или иного уровня напряжения. Если вблизи предприятия присутствуют определенные источники питания, то преимущество отдается именно им.

Величина рационального напряжения по формуле Стилла:

$$U_{РАЦi} = 4.34 \cdot \sqrt{L_i + 0.016 \cdot P_{РП}} = 4.34 \cdot \sqrt{5 + 0.016 \cdot 10753} = 57,7 \text{ кВ}$$

где  $L_i$  – длина питающей ГПП линии;

$P_{РП}$  – расчетная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП.

Расчетная (максимальная) нагрузка предприятия:

$$P_{РП} = P_{РН} + P_{РВ} + P_{ОСВ} + \Delta P_{ТЭ} = 12161 \text{ кВт}$$

где  $P_{РН}$  - расчетная цеховая мощность и мощность потребителей на стороне НН;

$P_{РВ}$  - расчетная мощность предприятия по уровню высокого напряжения;

$P_{ОСВ}$  - расчетная осветительная нагрузка по всему предприятию, в том числе и мощность внутрицеховых источников освещения и мощность наружного освещения предприятия;

$\Delta P_{ТЭ}$  - суммарные потери мощности в трансформаторах ЦТП.

Полная мощность предприятия:

$$S_{РПi} = \sqrt{P_{РП}^2 + Q_{ЭCi}^2} = \sqrt{12161^2 + 3405^2} = 12628 \text{ кВА}$$

где  $Q_{ЭCi}$  - экономически целесообразная РМ на стороне ВН ГПП, потребляемая из внешней энергосистемы.

$$Q_{ЭCi} = P_{РП} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i = 12161 \cdot 0.28 = 3405 \text{ кВАр}$$

Так как присутствуют потребители II категории к установке необходимо принять два силовых трансформатора (СТ). При этом единичная

мощность трансформатора должна выбираться с учетом 40%-ой перегрузки. И с учетом участия в графике нагрузки потребителей второй категории.

Таким образом, единичная мощность СТ на ГПП:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{max ПС} \frac{1}{K_{пер}} = 0,8 \cdot 12628 \cdot \frac{1}{1,4} = 7216 \text{ кВА}$$

Из таблицы стандартных мощностей СТ для дальнейшего рассмотрения в ВКР выбираем два СТ с мощностью 10 и 16 МВА (ТДН-10000/110, ТДН-16000/110).

Вариант 1 с СТ марки ТДН - 10000/110. Паспортные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Паспортные данные для СТ марки ТДН-10000/110

Тип тр – ра	$S_{ном}$ , МВА	Паспортные данные						
		$U_{ном}$ , кВ		$U_{к}$ , %	$\Delta P_{к}$ , кВт	$\Delta P_{х}$ , кВт	$I_{х}$ , %	Цена, т.руб
		ВН	НН					
ТДН-10000/110	10	115	10,5	10,5	56	10	0.9	4800

Используя данные таблицы 2 определяем приведенные потери стали трансформатора в режиме холостого хода:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{ип} \cdot \Delta Q_x = 10 + 0,05 \cdot 90 = 14,5 \text{ кВт},$$

где  $\Delta Q_x = I_{х\%} \cdot S_{номт} / 100 = 0,9 \cdot 10000 / 100 = 90 \text{ квар}$ ,

$$K_{ип} = 0,05 \text{ кВт/квар}.$$

Находим приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

$$\Delta Q_k = U_{к\%} \cdot S_{номт} / 100 = 10,5 \cdot 10000 / 100 = 1050 \text{ квар},$$

$$\Delta P'_{к} = \Delta P_k + K_{ип} \cdot \Delta Q_k = 56 + 0,05 \cdot 1050 = 108,5 \text{ кВт}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{назр}}{S_{ном,Т}} = \frac{12628}{10000} = 1,26$$

Приведенные потери мощности в трансформаторе:

$$P_m = \Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P_k = 14,5 + 1,26^2 \cdot 108,5 = 186,7 \text{ кВт}$$

Используя графики нагрузки (рисунок 1) определяем потери ЭЭ в СТ на ГПП  $\Delta W$  и их стоимость  $I_{\Delta W}$ :

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3в}^2 \cdot \Delta P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k$$

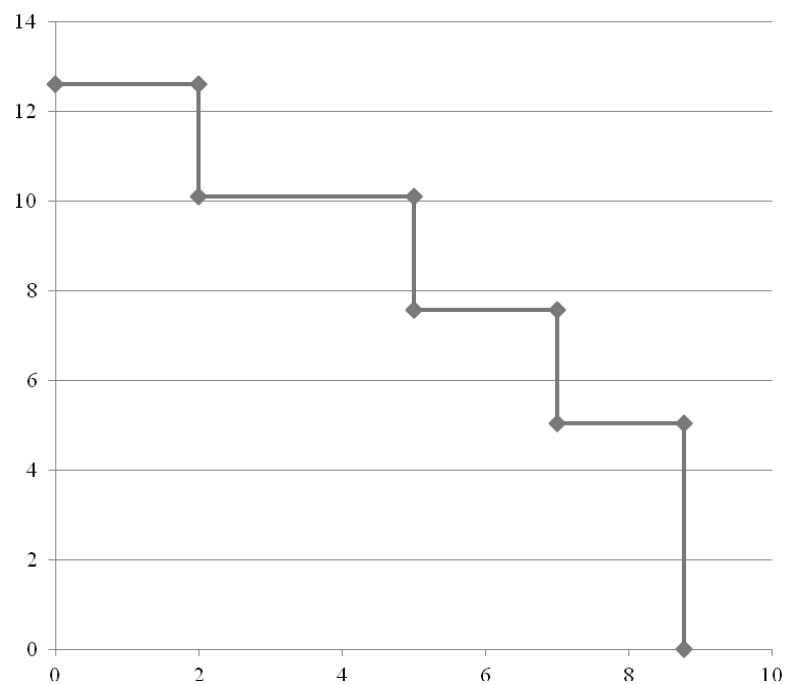


Рисунок 1 – Годовой график полной мощности завода

Результаты расчета потерь электроэнергии в СТ сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетные данные

i	$S_{Bi}$ , МВА	$T_i$ , ч	$K_{3Bi}$	$\Delta W_{к, Bi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч
1	12.628	2000	1.26	273420	29000
2	10.102	3000	1.01	328755	43500
3	7.577	2000	0.75	162750	29000
4	5.051	1760	0.5	95480	25520
$\sum \Delta W_{к, Bi} = 860405$				$\sum \Delta W_{xi} = 127020$	

Стоимость потерь ЭЭ в СТ:

$$I_{DWPC} = C_{\text{эx}}(T_x) \times DW_x + C_{\text{эx}}(t) \times DW_k = 1.96 \times 127020 + 0.9 \times 860405 = 1023324$$

где  $C_{\text{эx}}(T_x) = 1,96 \text{ руб} / \text{кВт} \times \text{ч}$  – стоимость потерь электроэнергии за время работы в году.

$C_{\text{эx}}(t) = 0,9 \text{ руб} / \text{кВт} \times \text{ч}$  – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь.

Приведенные затраты:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= E_n \times K + I = E_n \times K + I_{\text{э}} + I_{DWPC} = \\ &= 0,15 \times 9600000 + 902400 + 1023324 = 3365724 \text{ руб.} \end{aligned}$$

где  $E_n = 0,15$  – номинальный коэффициент эффективности;

$K = 2 \cdot 4800000 = 9600000 \text{ руб}$  – капитальные затраты на оборудование ПС;

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \times K = 0,094 \times 9600000 = 902400 \text{ руб}$  – ежегодные эксплуатационные издержки ( для ПС 110кВ  $P_{\text{сум}} = 0,094$ ).

Вариант с установкой на ГПП двух трансформаторов марки ТДН - 16000/110.

Таблица 4 – Паспортные данные СТ марки ТДН-16000/110

Тип тр – ра	$S_{\text{ном}},$ МВА	Паспортные данные						
		$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %	Цена, т.руб
		ВН	НН					
ТДН- 16000/110	16	115	10,5	10.5	41,3	7,75	0,55	5400

Используя данные таблицы 2 определяем приведенные потери стали трансформатора в режиме холостого хода:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{\text{ин}} \times \Delta Q_x = 7,75 + 0,05 \times 88 = 12,15 \text{ кВт} ,$$

где  $\Delta Q_x = I_{\text{хх}\%} \times S_{\text{ном т}} / 100 = 0,55 \times 16000 / 100 = 88 \text{ квар} ,$

$$K_{\text{ин}} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар} .$$

Приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

$$\Delta Q_{\kappa} = U_{\kappa\%} \times S_{\text{ном } m} / 100 = 10,5 \times 16000 / 100 = 1680 \text{ квар},$$

$$\Delta P'_{\kappa} = \Delta P_{\kappa} + K_{\text{ин} \times} \times \Delta Q_{\kappa} = 41,3 + 0,05 \times 1680 = 125,3 \text{ кВт}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном, T}}} = \frac{12628}{16000} = 0,79$$

Приведенные потери мощности:

$$P_m = \Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P_{\kappa} = 12,15 + 0,79^2 \cdot 125,3 = 90,3 \text{ кВт}$$

Используя графики нагрузки (рисунок 1) определяем потери ЭЭ в СТ на ГПП  $\Delta W$  и их стоимость  $I_{\Delta W}$ :

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3i}^2 \cdot \Delta P'_{\kappa} \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в СТ сведены в таблицу 5.

Таблица 5- Расчетные данные

i	$S_{\text{Bi}},$ МВА	$T_i,$ ч	$K_{3\text{Bi}}$	$\Delta W_{\text{к, Bi}},$ кВт·ч	$\Delta W_{\text{xi}},$ кВт·ч
1	12.628	2000	0.79	197500	24300
2	10.102	3000	0.63	236817	36450
3	7.577	2000	0.47	117782	24300
4	5.051	1760	0.316	69520	21384
$\sum \Delta W_{\text{к, Bi}} = 621619$				$\sum \Delta W_{\text{xi}} = 106434$	

Стоимость потерь электроэнергии в СТ на ГПП:

$$I_{\Delta W_{\text{ПЭС}}} = C_{\text{эx}}(T_x) \times \Delta W_x + C_{\text{эк}}(t) \times \Delta W_k = 1,96 \times 106434 + 0,9 \times 621619 = 768068 \text{ р.}$$

где  $C_{\text{эx}}(T_x) = 1,96 \text{ руб} / \text{кВт} \times \text{ч}$  – стоимость потерь электроэнергии за время работы в году.

$C_{\text{эк}}(t) = 0,9 \text{ руб} / \text{кВт} \times \text{ч}$  – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь.

Определяются приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \times K + I = E_n \times K + I_{\text{э}} + I_{\Delta W_{\text{ПЭС}}} =$$

$$0,15 \times 10800000 + 1015200 + 768068 = 3403268 \text{ руб.}$$

Где  $E_n = 0,15$  – номинальный коэффициент эффективности;

$K = 2 \cdot 5400000 = 10800000$  руб – капитальные затраты на оборудование ПС;

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \times K = 0,094 \times 10800000 = 1015200$  руб – ежегодные

эксплуатационные издержки ( для ПС 110 кВ  $P_{\text{сум}} = 0,094$ ).

Так как затраты на трансформаторы ТДН-16000/110 превышают затраты на трансформаторы ТДН-10000/110, то выбираем для установки на ГПП трансформаторы ТДН-10000/110.

## **5 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия**

Для распределительной сети предприятия принимается напряжение 10 кВ, так как нагрузка на уровне напряжения 6 кВ отсутствует, а для уменьшения потерь для вновь строящихся объектов необходимо выбирать именно этот класс напряжения.

Распределительная сеть напряжением 10 кВ по территории предприятия выполняется кабельными линиями (КЛ). Основным способом прокладки выбираем прокладку КЛ в траншее. В одну траншею можно проложить до 6 кабелей. Для прокладки в траншее выбираем кабели марки АСБ, потому что грунт предприятия имеет низкую коррозионную активность и в нем присутствуют блуждающие токи и растягивающие усилия. Кроме того, используется прокладка кабелей в кабельных каналах, и в этом случае также применяем кабели марки ААШв. При пересечении траншей с дорогами для прокладки кабеля применяется кабельные блоки, а также в некоторых местах асбоцементные трубы. В зданиях цехов кабели прокладываем по лоткам.

### **5.1 Расчет питающих линий**

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока. Проверяется оно по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Сечение кабелей напряжением 0,4 кВ определяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки. Проверяется по потери напряжения в послеаварийном режиме и по току перегрузки.

В качестве примера приведем расчет кабельной линии от ГПП до РУ.



Расчетный ток в кабельной линии (КЛ) в нормальном режиме определяется следующим образом:

$$I_{P.K} = \frac{S_{P.K}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_K},$$

где  $n_K = 6$  - число запараллеленных кабелей в одной кабельной линии, питающей РУ;

$S_{P.K}$  - мощность, которая передается от ГПП до РУ, кВА.

$$I_{P.K} = \frac{14776}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 6} = 142 \text{ A},$$

Сечение кабельной линии определяется по экономической плотности тока:  $F_{\text{э}} = \frac{I_{P.K}}{j_{\text{э}}}$ ,

где  $j_{\text{э}} = 1,4$  - экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки  $T_m = 4500$  ч/год.

Таким образом, подставив данные получим:

$$F_{\text{э}} = \frac{142}{1,4} = 101 \text{ мм}^2$$

Таким образом, выбираем кабель марки АСБ (3x185), длительно допустимый ток которого равен  $I_{\text{доп}} = 310$  А.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}},$$

где  $K_{\text{п}} = 0,85$  - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей согласно;

$K_t$  - поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель согласно; при прокладке кабелей в траншее, нормированной температуре алюминиевых жил с среды  $15^{\circ}\text{C}$  поправочный коэффициент равен  $K_t = 1$ .

Таким образом, подставив все данные получим:

$$I'_{\text{доп}} = 0,85 * 1 * 310 = 263,5 \text{ A},$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы по условию:

$$I'_{\text{ДОП}} = 263,5 \text{ А} > I_{\text{РК}} = 142,$$

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий.

$$I_{\text{АВ}} = 2 \cdot I = 2 \cdot 142 = 284 \text{ А}.$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме равна:

$$I'_{\text{АВ}} = K_{\text{АВ}} \cdot I'_{\text{ДОП}},$$

где  $K_{\text{АВ}}=1,2$  - коэффициент перегрузки.

$$I'_{\text{АВ}} = 1,2 \cdot 263,5 = 316 \text{ А},$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{\text{АВ}} = 316 \text{ А} > I_{\text{АВ}} = 284 \text{ А},$$

Потеря напряжения в КЛ в послеаварийном режиме равна:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot X_0 \cdot l}{U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{ДОП}} = 5\%,$$

где  $P_p$ ,  $Q_p$  - расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля в послеаварийном режиме;

$r_0$ ,  $x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;

$l$  - длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии АСБ (3х185)  $r_0 = 0,326$  Ом/км,  $x_0 = 0,083$  Ом/км,  $l = 5$  км.

$$\Delta U = \frac{12161 \cdot 0,326 \cdot 5 + 7106 \cdot 0,083 \cdot 5}{10^2 \cdot 1000 \cdot 6} \cdot 100\% = 0,03$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные линии, все результаты расчетов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет кабельных линий

Конечные пункты КЛ	Sp кВА	Тип кабеля	nk	Идоп А	КП	Kt	Кав	Iав А	U%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП3-ТП1	549	АСБ-3x120	1	240	0,85	1	1,2	62	0,18
ТП1-ТП2	331	АСБ-3x120	1	240	0,85	1	1,2	49	0,09
ТП4-ТП3	993	ААШВ-3x120	1	240	0,85	1	1,2	115	0,22
РУ-ТП4	595	ААШВ-3x150	1	275	0,85	1	1,2	69	0,19
РУ-ТП5	1980	ААШВ-3x240	1	355	0,85	1	1,2	229	0,3
РУ-ТП6	776	ААШВ-3x120	2	240	0,85	1	1,2	90	0,21
РУ-ТП7	522	АСБ-3x150	1	275	0,85	1	1,2	60	0,17
РУ-ТП8	539	ААШВ-3x150	1	275	0,85	1	1,2	61	0,18
РУ-ТП9	1065	ААШВ-3x120	1	240	0,85	1	1,2	123	0,22
РУ-ТП10	5125	ААШВ-3x150	2	275	0,85	1	1,2	269	0,49
ТП8-ТП11	518	ААШВ-3x150	1	275	0,85	1	1,2	59	0,17

## 6 Расчет токов короткого замыкания

Надежность работы системы электроснабжения промышленных предприятий как в целом, так и в отдельных ее частях, во многом зависит от правильного учета действия токов короткого замыкания. Расчет токов КЗ производится для выбора коммутирующей аппаратуры и проверки устойчивости элементов схемы по термической и электродинамической стойкости. Также величины токов КЗ необходимо знать при выборе релейной защиты.

К коротким замыканиям относятся всякие не предусмотренные условия работы оборудования, замыкание между фазами или фаз на землю. Происходит короткое замыкание из-за старения или повреждения изоляции, перенапряжении в сетях или ошибочных действиях персонала. При появлении КЗ, в сети резко возрастают токи в фазах. Это вызывает снижение напряжения в системе. Особенно снижается напряжение вблизи КЗ, потому что в таком случае все три фазы находятся в одинаковых условиях. Все прочие короткие замыкания относятся к несимметричным.

Рассчитаем токи К.З. в точках К1...К4 для самого мощного цеха, для этого найдем сопротивление элементов схемы.

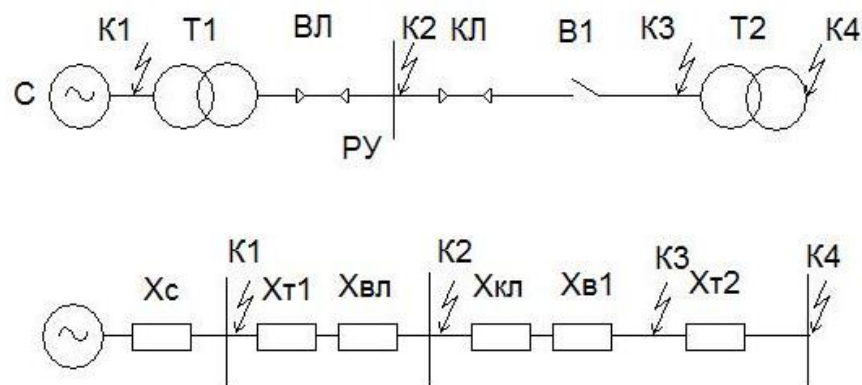


Рисунок 2 – Расчетная схема и схема замещения

Сопротивление системы при базисной мощности  $S_6 = 1000$  МВА:

$$x_{*c} = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{2200} = 0,45$$

Сопротивление трансформатора ТДН-10000/110:

$$x_{*TB} = \frac{U_{*KB} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{nm}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5;$$

Сопротивление линий:

$$x_{*ВЛ} = X_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_n^2} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,15$$

$$x_{*КЛ} = X_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_n^2} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 50$$

$$x_{*КЛ} = X_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_n^2} = 0,38 \cdot 0,64 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 6,5$$

Расчет тока КЗ в точке К1:

$$x_{*\Sigma} = 0,6$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{*К1}^{(3)} = \frac{E_c}{x_{*\Sigma}} = \frac{1}{0,6} = 1,16 \text{ кА};$$

$$I_{К1}^{(3)} = I_{*К1}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,16 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,83 \text{ кА}.$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_{y\partial 1} = 1 + e^{-0,01/Ta1} = 1 + e^{-0,01/0,05} = 1,8,$$

где  $T_{a1}$ -постоянная времени, равная 0,05с.

Ударный ток:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,83 = 14,79 \text{ кА}.$$

Расчет тока КЗ в точке К2:

Суммарное сопротивление:

$$x_{*\Sigma} = x_{*c} + x_{*T1} / 2 + x_{*ВЛ} / 2 = 0,45 + 5,25 + 25 = 30,7$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{*К2}^{(3)} = \frac{E_c}{x_{*\Sigma}} = \frac{1}{30,7} = 0,031 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = I_{\kappa 2}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 0,031 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,89 \text{ кА}.$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_{y\partial 1} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,05} = 1,8,$$

где  $T_{a1}$ -постоянная времени, равная 0,05с.

Ударный ток:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,89 = 7,33 \text{ кА}.$$

Расчет тока КЗ в точке КЗ:

Суммарное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_{\kappa 2} + x_c / 2 + x_{T1} / 2 + x_{BЛ1} / 2 + x_{KЛ1} / 2 + x_{B1} = 0,45 + 5,25 + 25 + 3,2 + 0,084 = 35$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{E_c}{x_{\Sigma}} = \frac{1}{35} = 0,028 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = I_{\kappa 2}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 0,028 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,62 \text{ кА}.$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_{y\partial 1} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,05} = 1,8,$$

где  $T_{a1}$ -постоянная времени, равная 0,05с.

Ударный ток:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,62 = 6,65 \text{ кА}.$$

Расчет тока КЗ в точке К4:

Сопротивление трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\bar{\sigma}.cт.}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^6 = \frac{11,2 \cdot 0,4^2}{2500^2} \cdot 10^6 = 0,28 \text{ МОм}$$

$$Z_m = \frac{U_{\kappa\%} \cdot U_{\bar{\sigma}.cт.}^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^4 = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{2500} \cdot 10^4 = 3,52 \text{ МОм}$$

$$X_m = \sqrt{(Z_m)^2 - (R_m)^2} = 3,5 \text{ МОм}$$

Сопротивление кабеля:

$$R_{вл} = r_0 \cdot l; r_{кл2} = 0.326 \cdot 5 = 1.63 \text{ Ом}$$

$$R_{кл} = r_0 \cdot l; r_{кл2} = 0.326 \cdot 0.64 = 0.2 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление:

$$R_{\Sigma K4} = R_{кл} + R_{вл} + R_B = 1.63 + 0.2 + 0.12 = 1.95 \text{ Ом}$$

$$R'_{\Sigma K4} = R_{\Sigma K4} \left(\frac{0.4}{6.3}\right)^2 = 1.95 \cdot \left(\frac{0.4}{6.3}\right)^2 = 0.008 \text{ мОм}$$

$$X'_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K3} \left(\frac{0.4}{6.3}\right)^2 = 35 \cdot \left(\frac{0.4}{6.3}\right)^2 = 0.14 \text{ мОм}$$

Ток К.З. в точке К4 равен:

$$X_{\Sigma 4} = X'_{\Sigma 3} + X_m; X_{\Sigma 3} = 0.14 + 3.5 = 3.64 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma 4} = R'_{\Sigma 3} + R_m; R_{\Sigma 3} = 0.008 + 0.28 = 0.288 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma 4} = \sqrt{(X_{\Sigma 4})^2 + (R_{\Sigma 4})^2} = 3.65 \text{ мОм}$$

$$I_{к3} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K3}}; I_{к3} = \frac{0.4 \cdot 10^3}{1.732 \cdot 3.65} = 56.3 \text{ кА}$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_{y\delta 1} = 1 + e^{-0.01/T_{a1}} = 1 + e^{-0.01/0.02} = 1$$

где  $T_{a1}$ -постоянная времени, равная 0,02с.

Ударный ток:

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 56.3 = 79.62 \text{ кА}.$$

## 7 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия

Выбор аппаратов для проектируемой установки начинается с определения по заданной электрической схеме расчетных условия, а именно: расчетных токов присоединений и токов к.з.

Расчетные величины сопоставляются с соответствующими номинальными параметрами аппаратов, выбираемых по каталогам и справочникам.

### 7.1 Выбор электрооборудования на стороне 110кВ

#### 7.1.1 Выбор выключателей

Расчетные токи продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,3 \text{ А}$$

Термическая стойкость с продолжительностью к. з.  $T_{\text{откл}} = 0,2$  с составляет:

$$B_k = I_{n.c}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 5,83^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 10,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Расчетные токи к. з. принимаем по результатам решения.

$$I_{n.c}^3 = 5,83 \text{ кА}; i_{y\partial} = 14,79 \text{ кА.}$$

Выбираем элегазовый выключатель ВГП-110.

Максимальное значение апериодической составляющей тока к. з. для  $\tau = 0,01 + 0,06 = 0,07$  с определяется по формуле:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.c} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,83 \cdot e^{-0,07/0,12} = 4,3 \text{ кА}$$

Допустимая апериодическая составляющая тока выключателя:

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20}{100} \cdot 40 = 11,3 \text{ кА}$$

Каталожные и расчетные величины сведены в таблице 7.



Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные выключателя

№	Наименование величин	Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
1	Номинальное напряжение	110 кВ	110 кВ	$U_{ном} \leq U_{сет. ном}$
2	Номинальный ток	70,3 А	2000 А	$I_{ном. дл.} \leq I_{ном}$
3	Отключающая способность			
	а) на симметричный ток отключения	5,83 кА	40 кА	$I_{нт} \leq I_{откл. ном.}$
	б) на отключение апериодической составляющей тока к. з.	4,3 кА	11,3 кА	$I_{а.т} \leq I_{а. ном.}$
4	Предельный сквозной ток	14,79 кА	102 кА	$i_{уд} \leq I_{прс}$
5	Термическая стойкость	10,87 кА <sup>2</sup> ·с	40 кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

### 7.1.2 Выбор разъединителей

Выбираем разъединитель РНДЗ-1-110/630 с электродвигательным приводом. Каталожные и расчетные величины сведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

№	Наименование величин	Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
1	Номинальное напряжение	110 кВ	110 кВ	$U_{ном} \leq U_{сет. ном}$
2	Номинальный ток	70,3 А	630 А	$I_{ном. дл.} \leq I_{ном.}$
3	Электродинамическая стойкость	14,79 кА	80 кА	$i_{уд} \leq I_{прс}$
4	Термическая стойкость	10,87 кА <sup>2</sup> ·с	31,5 кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq I^2 \cdot t_T$

### 7.1.3 Выбор трансформатора тока

Выбираем трансформатор тока ТВТ-110 600/5. Каталожные и расчетные величины сведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока

№	Наименование величин	Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
1	Номинальное напряжение	110 кВ	110 кВ	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
2	Номинальный ток	70,3 А	600 А	$I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$
3	Электродинамическая стойкость	14,79 кА	102 кА	$i_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$
4	Термическая стойкость	10,87 кА <sup>2</sup> ·с	40 кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot I_T$

## 7.2 Выбор электрооборудования на стороне 10кВ

### 7.2.1 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Расчетные токи продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 385 \text{ А.}$$

Термическая стойкость с продолжительностью к. з.  $T_{откл} = 0,2 \text{ с}$  составляет:

$$B_k = I_{н.с}^2 (t_{откл} + T_a) = 2,89^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 2,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Расчетные токи к. з. принимаем по результатам решения.

$$I_{н.с}^3 = 2,89 \text{ кА}; i_{уд} = 7,33 \text{ кА.}$$

Выбираем вакуумный выключатель ВВУ- Э(П)3-10-20/1000.

Максимальное значение апериодической составляющей тока к. з. для  $\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$  определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.с} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 2,89 \cdot e^{-0,04/0,12} = 1,55 \text{ кА}$$

Допустимая аperiodическая составляющая тока выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}$$

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные выключателя

№	Наименование величин	Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
1	Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{ном} \leq U_{сет. ном}$
2	Номинальный ток	385 А	1000 А	$I_{ном. дл.} \leq I_{ном}$
3	Отключающая способность			
	а) на симметричный ток отключения	2,89 кА	20 кА	$I_{нт} \leq I_{откл.ном.}$
	б) на отключение аperiodической составляющей тока к. з.	1,55 кА	11,3 кА	$I_{a,\tau} \leq I_{a.ном.}$
4	Предельный сквозной ток	7,33 кА	52 кА	$i_{y\delta} \leq I_{прс}$
5	Термическая стойкость	2,67 кА <sup>2</sup> ·с	20 кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Совместно с автоматическим выключателем принимаем к установке КРУ типа СЭЩ-70Т Самарского завода "Электроцит".

### 7.2.2 Выбор трансформатора тока

Выбираем трансформатор тока ТПЛ 10. Каталожные и расчетные величины сведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока

№	Наименование величин	Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
1	Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
2	Номинальный ток	385 А	400 А	$I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$
3	Электродинамическая стойкость	7,33 кА	50 кА	$i_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$
4	Термическая стойкость	2,67 кА <sup>2</sup> ·с	31,5 кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot I_T$

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

Наибольшая нагрузка приходится на трансформатор фазы *A*. Общее сопротивление приборов фазы *A*:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов  $R_k = 0,1$  Ом, тогда сопротивление проводов:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом.}$$

Принимая длину соединительных проводов 40 м с медными жилами, определяем сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,84} = 1,44 \text{ мм}^2,$$

$l_p = \sqrt{3} \cdot l$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Нагрузка, В · А, фазы		
	А	В	С
Амперметр	0,5		
Ваттметр	0,5		0,5
Варметр	0,5		0,5
Счетчик активной энергии	2,5		2,5
Счетчик реактивной энергии	2,5		2,5
Итого	6,5		60

Таблица 13 - Выбор выключателей и ТТ схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>р</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	I <sub>по</sub> , кА	I <sub>у</sub> , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
ТП3-ТП1	10	36,4	72,83	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-100-У3-0,5/10Р
ТП1-ТП2	10	23,1	46,2	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-75-У3-0,5/10Р
ТП4-ТП3	10	50,98	101,96	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-150-У3-0,5/10Р
РУ-ТП4	10	36,4	72,83	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-100-У3-0,5/10Р
РУ-ТП5	10	80,96	191	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-200-У3-0,5/10Р
РУ-ТП6	10	80,96	191	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-200-У3-0,5/10Р
РУ-ТП7	10	36,4	72,83	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-100-У3-0,5/10Р

Кабельные линии	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>р</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	I <sub>по</sub> , кА	I <sub>у</sub> , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
РУ-ТП8	10	36,4	72,83	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-100-УЗ-0,5/10Р
РУ-ТП9	10	50,98	101,96	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-150-УЗ-0,5/10Р
РУ-ТП10	10	200	400	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-400-УЗ-0,5/10Р
ТП8-ТП11	10	36,4	72,83	2,67	7,33	ВВУ-10	ТПЛ-10-1-100-УЗ-0,5/10Р

### 7.2.3 Выбор трансформатора напряжения

В цепи устанавливаем трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-10, к которому присоединяются измерительные приборы и приборы контроля изоляции. Подсчет нагрузки приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик активной энергии	САЭ-681	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							6,52	3,7

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi)^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi)^2} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{6,52^2 + 3,7^2} = 7,5 \text{ ВА}$$

Каталожные и расчетные величины сведены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчетные и каталожные данные трансформатора напряжения

№	Наименование величин	Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
1	Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
2	Класс точности	0,5	0,5	$\%_{расч} \geq \%_{ном}$
3	Номинальная мощность	7,5 ВА	150 ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

#### 7.2.4. Выбор выключателей нагрузки и предохранителей, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

Выключатели нагрузки и предохранители устанавливаются на вводах цеховых ТП при питании последних по магистральным схемам.

Рассмотрим выбор указанных аппаратов для ТП-6, на которой установлены два трансформатора типа ТМ-1000. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателя нагрузки и предохранителя представлены в таблицах 16 и 17 соответственно.

Таблица 16 - Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВП-10/200-10УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_p \leq I_{ном.}$	$I_p = 190,98 \text{ А}$	$I_{ном.} = 200 \text{ А}$
$I_{ном.откл} \leq I_p.$	$I_p = 190,98 \text{ А}$	$I_{ном.откл} = 200 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 7,33 \text{ кА}$	$i_{дин} = 25 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$B_k = 2,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 17 - Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ-10-200-31,5УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_p \leq I_{ном.}$	$I_p = 190,98 \text{ А}$	$I_{ном.} = 200 \text{ А}$
$I_k \leq I_{ном.откл}$	$I_k = 2,89 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМ-1000:

$$I_p = \frac{1,4 * S}{\sqrt{3} * U} = \frac{1,4 * 1000}{\sqrt{3} * 10} = 80,92 \text{ A},$$

Термическая стойкость:

$$W_K = I_{п.о}^2 * t_{отк} + T_A = 2,89^2 * 0,2 + 0,12 = 2,67 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП, результаты выбора сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Выбор выключателей нагрузки и предохранителей на вводах цеховых ТП

Номер ТП	U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>уляж</sub> , А	I <sub>к</sub> , кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6
ТП1	10	72,83	2,89	ВНП-10/200-10зУЗ	ПКТ-10-200-31,5УЗ
ТП2	10	46,2	2,89	ВНП-10/200-10зУЗ	ПКТ-10-200-31,5УЗ
ТП3	10	101	2,89	ВНП-10/200-10зУЗ	ПКТ-10-200-31,5УЗ
ТП4	10	72,83	2,89	ВНП-10/200-10зУЗ	ПКТ-10-200-31,5УЗ
ТП5	10	191	2,89	ВНП-10/200-10зУЗ	ПКТ-10-200-31,5УЗ
ТП6	10	191	2,89	ВНП-10/200-10зУЗ	ПКТ-10-200-31,5УЗ
ТП7	10	72,83	2,89	ВНП-10/200-10зУЗ	ПКТ-10-200-31,5УЗ
ТП8	10	72,83	2,89	ВНП-10/200-10зУЗ	ПКТ-10-200-31,5УЗ
ТП9	10	101,96	2,89	ВНП-10/200-10зУЗ	ПКТ-10-200-31,5УЗ
ТП10	10	404	2,89	ВНП-10/630-10зУЗ	ПКТ-10-400-31,5УЗ
ТП11	10	72,83	2,89	ВНП-10/200-10зУЗ	ПКТ-10-200-31,5УЗ



## 8 Релейная защита

Электромеханическое или индукционное реле контролирует один параметр в защищаемой фазе и соответственно способно реализовать один вид защиты, т.е. в схемах с несколькими видами защиты требуется установка довольно большого количества реле. Один микропроцессорный терминал способен реализовать несколько видов защит, практически отпадает нужда в установке промежуточных реле, соответственно существенно упрощается схема.

Процесс изменения уставок в защитах с использованием микропроцессорных терминалов также существенно упростился и осуществляется с помощью ноутбука либо с помощью органов управления на лицевой панели.

Одно из преимуществ микропроцессорных терминалов заключается в их точности, скорости срабатывания, отсюда минимально возможные послеаварийные последствия. А также постоянная самотестируемость (резкое снижение трудозатрат на проверки) и точность параметров в течение всего срока службы.

Установим микропроцессорную релейную защиту Seram 1000+. Seram 1000+ - это простая и надежная серия цифровых устройств защиты и измерения, предназначенная для использования в распределительных и промышленных сетях среднего напряжения.

В устройствах серии Seram 1000+ используются цифровые технологии, которые обеспечивают при выполнении функций защиты, контроля и управления дополнительный ряд преимуществ:

- использование передовых методов самотестирования и самодиагностики обеспечивает полный контроль за состоянием самого устройства. Риск эксплуатации установки с неисправной релейной защитой сведен к минимуму.

- Seram 1000+ полностью совместим со стандартным протоколом связи Modbus. Доступ ко всем данным, необходимым для дистанционного управления оборудованием с диспетчерского поста, обеспечивается портом связи Modbus, позволяющим считывать результаты измерений, аварийные сигналы, значения уставок и т.д., передавать команды телеуправления выключателю и т.д.

- для лучшей эксплуатации оборудования устройство позволяет фиксировать три вида диагностической информации: 1). диагностика сети: ток отключения, коэффициент несимметрии, запись осциллограмм аварийных режимов и т.д.; 2). диагностика аппаратуры: кумулятивное значение токов отключения, время коммутации и т.д.; 3). диагностика устройства защиты и его дополнительных модулей: результаты самотестирования, устройство отслеживания готовности и т.д.

- интеграция всех функций, необходимых для защиты и управления объектом в одном блоке, позволяет обеспечить более рациональную эксплуатацию, оптимизировать технические характеристики и снизить общую стоимость устройства при улучшении технических характеристик и качества обслуживания. Снижение затрат обеспечивается на этапе разработки — путем выбора блоков; на этапе установки — путем интеграции вспомогательных реле, а также измерительных приборов и устройств сигнализации; на этапе ввода в действие — благодаря простоте монтажа и наладки; на этапе эксплуатации — благодаря дистанционному управлению и облегченному доступу к информации; на техническое обслуживание — благодаря уменьшению профилактических работ.

### **8.1 Защита от перегрузок**

Выполняется с помощью блока ANSI 51 терминала Seram 1000+.

Учитывая возможность несимметрии токов фаз, защита от перегрузок должна иметь трехфазное исполнение. Защита выполняется, как правило, с зависимой от тока выдержкой времени с действием на сигнал или

отключение. Уставка по току срабатывания защиты от перегруза выбирается из условия;

$$I_{СП} = \frac{K_{Н.О}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАХ},$$

где  $K_{Н.О} = 1,5-2,5$ ;  $K_B = 0,935$  - для микропроцессорных защит.

Максимальный рабочий ток равен номинальному току трансформатора:

$$I_{РАБ.МАХ} = I_{ПТ.Н}^{ВН} = \frac{S_{ПТ.Н}}{\sqrt{3}U} = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 578A,$$

где  $S_{ПТ.Н}$  - мощность трансформатора.

Принимаем к установке трансформатор тока ТЛ-10-600-У3-0,5/10Р.

Тогда:

$$I_{СП} = \frac{2}{0,935} * 578 = 1236,43A,$$

Выдержка времени должна обеспечивать отстройку этой защиты от длительности протекания токов эксплуатационных КЗ (определяется временем подъема электродов) и принимается  $t_{С.П} = 10$  с.

## 8.2 Расчет максимальной токовой защиты вводных выключателей

Таблица 19 – Расчет максимальной токовой защиты вводных выключателей

№ п/п	Наименование величины	Обозначение и расчётная формула	Величина
1	2	3	4
1	Первичные номинальные токи, А	$I_H \geq \frac{S_{Тнпо}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	1236
2	Кратность сверх тока нагрузки	$m_{сн}$	1,4
3	Коэффициент трансформации схема соединения ТТ	$n_m$	2000/5=400  $K_{сх}=1$

1	2	3	4
4	Ток срабатывания защиты, А	$I_{CЗ} = \frac{K_{II} \cdot m_{CH}}{K_B} \cdot I_H$ $K_{II} = 1,1$ $K_B = 0,935$	$I_{CЗ} = \frac{1.1 \cdot 1.4 \cdot 1236}{0.935} = 2036$
6	Ток уставки реле, А	$i_{cp} = \frac{K_{cx} \cdot I_{CЗ}}{n_T}$	5,9
7	Коэффициент чувствительности защиты	$K_{\chi} = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{CЗ}} =$ $= \frac{0,87 \cdot I_{K \min}^{(3)}}{I_{CЗ}}$	$K_{\chi} = \frac{0,87 \cdot 14185}{2036} = 6 > 2$

### 8.3 Расчет максимальной токовой защиты секционных выключателей

Расчёт представлен в таблице 20.

Таблица 20 - Расчет максимальной токовой защиты секционных выключателей

Наименование величин	Обозначение и расчетная формула	Величина
1	2	3
Коэффициент трансформации и схема соединения ТТ	$n_T$	2000/5=400 $k_{cx} = 1$
Ток срабатывания защиты на вводе, А	$I_{CЗ}$ - защита ввода	2036

1	2	3
Ток срабатывания защиты секционного выключателя по условию согласования с предыдущей защитой, А	$I_{с.з.} = \kappa_c \cdot I_{с.з.}$ $\kappa_c = 0.85$	$I_{сз} = 0.85 \cdot 2036 = 1730$
Ток уставки реле, А	$i_{с.р.} = \kappa_{сх} \cdot \frac{I_{с.з.}}{n_T}$	$i_{с.р.} = \frac{1 \cdot 1730}{2000 / 5} = 4,3$
Чувствительность защиты	$K_{\psi} = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{сз}} =$ $= \frac{0,87 \cdot I_{K \min}^{(3)}}{I_{сз}}$	$K_{\psi} = 6 > 2$

#### 8.4 Газовая защита

Газовую защиту выполним с помощью реле РГТ-80 и блока ANSI 63 цифрового терминала SEPAM 1000+, который защищает трансформатор от повышения температуры и внутренних повреждений с помощью логических входов, связанных с устройствами, встроенными в трансформатор.

Срабатывание сигнальных контактов в газовом реле РГТ-80 происходит при снижении уровня масла в реле до значения, соответствующего уменьшению объема масла на 100-250 см (примерно до риски 2,5 деления шкалы на смотровом стекле реле). Срабатывание отключающих контактов происходит раньше достижения границей уровня масла нижнего края отверстия фланца реле. Фланец квадратной формы. Диаметр проходного сечения - 80 мм. Для РГТ-80 предусмотрена следующая уставка срабатывания отключающего элементы по скорости потока масла:

1,0 м/с. Время срабатывания реле при скорости потока масла, превышающей величину уставки, составляет не более 0,1 с.

### **8.5 Тепловая защита**

Выполняется с помощью блока ANSI 49Т терминала Seram 1000+. Защита от повышения температуры масла в системе охлаждения печного трансформатора с использованием температурных датчиков с действием на сигнал при достижении максимально допустимой температуры (+75°C) и на отключение (+95°C) при ее превышении осуществляется блоком ANSI 49Т защиты Seram 1000+.

## 9 Расчет защитного заземления

Заземление осуществляется преднамеренным соединением электроустановок с заземляющими устройствами.

Заземляющее устройство - это совокупность заземлителя и заземляющих проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники - металлические проводники, соединяющие заземленные части электроустановок с заземлителем, Сопротивление, которое оказывает грунт току, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивление растеканию относятся не к грунту, а к заземлителю и используют условный термин «сопротивление заземлителя».

Заземляющее устройство выполняется в виде сети из горизонтальных полос, уложенных на глубине 0,8 м. Площадь, охватываемая сеткой, несколько превышает площадь электроустановки. Сетка состоит из полос, уложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, уложенных в поперечном направлении. По периметру сетки предусматривается установка вертикальных заземлителей.

Расчет проводим исходя из данных, полученных на предприятии:

Удельное сопротивление верхнего слоя грунта –  $\rho_1 = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ . Удельное сопротивление нижнего слоя грунта -  $\rho_2 = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ . Толщина верхнего слоя грунта-  $h_1 = 2\text{м}$ .

Заземляющие устройства в этих электроустановках спроектированы так, чтобы в любое время года на всей территории подстанции напряжение прикосновения, под которое может попасть человек, не превышало допустимого напряжения прикосновения.

Длительность воздействия:

$$\tau = t_{pz} + t_{ov} = 0,1 + 0,07 = 0,17 \text{ с,}$$

$t_{pz}$  – время действия релейной защиты,

$t_{ov}$  – полное время отключения выключателя.

Зная наибольшее допустимое напряжение прикосновения, определяется напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.доп.}}{k_{II}},$$

где  $k_{II}$  – коэффициент напряжения прикосновения, для сложных заземлителей определяется по формуле:

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_z}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}},$$

где  $l_g$  – длина вертикального заземлителя, 5 м;

$L_z$  – длина горизонтальных заземлителей, 750 м;

$a$  – расстояние между вертикальными заземлителями, 5 м;

$S$  – площадь заземляющего устройства, 2880 м<sup>2</sup>;

$M$  – параметр, зависящий от  $\rho_1 / \rho_2$ ;

$\beta$  – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека  $R_q$  и сопротивлению растекания тока от ступней  $R_c$ :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c},$$

В расчетах принимают  $R_q = 1000$  Ом,  $R_c = 1,5 \cdot \rho_{вс}$  – удельное сопротивление верхнего слоя земли, Ом·м.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 40} = 0,94,$$

$$k_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 750}{5 \cdot \sqrt{2880}}\right)^{0,45}} = 0,157,$$

$$U_3 = \frac{U_{np.доп.}}{k_{II}} = \frac{400}{0,153} = 2548 \text{ В, что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).}$$



Так как  $U_3 = I_3 \cdot R_3$ , то сопротивление заземляющего устройства должно быть, Ом:

$$R_{3.дон} \leq \frac{U_3}{I_3},$$

где  $I_3$  – расчетный ток к. з. в рассматриваемой установке.

$$R_{3.дон} = \frac{2548}{8640} = 0,29 \text{ Ом.}$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{60 \cdot 48} = 53 \text{ м.}$$

Число ячеек на стороне квадрата:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{750}{2 \cdot 53} - 1 = 6,07.$$

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_z = 2\sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot 53 \cdot (6+1) = 742 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{53}{6} = 8,8 \text{ м.}$$

Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура при условии  $\frac{a}{l_g} = 1$ :

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = \frac{53 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 42.$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g = 5 \cdot 42 = 210 \text{ м}$$

Определяется общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель, Ом:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6},$$

где  $A = 0,444 - 0,84 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}}$  при  $0 \leq \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5,$$

где  $\rho_3$  – эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_6 = l_6 \cdot n_6$  – общая длина вертикальных заземлителей.

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{t_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{53} = 0,108 \geq 0,1,$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{53} = 0,331$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} = 0,331 \cdot \frac{40}{53} + \frac{40}{750 + 210} = 0,291 \text{ Ом},$$

Что немного больше  $R_{3, \text{дон.}} = 0,29 \text{ Ом}$ .

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} I_3 \cdot R_3 = 0,157 \cdot 8640 \cdot 0,291 = 394 \text{ В},$$

что меньше допустимого значения 400 В.

Защитное заземление выполнено в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 ССВТп.-1.08.87.

## 10 Молниезащита подстанции

Здания и сооружения подстанции с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний.

Устройство защиты от прямых ударов молнии называется молниеотвод. Молниеотвод это комплекс который состоит из молниеприемников, токоотводов и заземлителей. Молниеприемник это часть молниеотвода, которая предназначена для перехвата молний. Токоотвод (спуск) это часть молниеотвода, которая предназначена для отвода тока молнии от молниеприемника к заземлителю. Заземлитель это проводящая часть или совокупность соединяемых между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте непосредственно с землей или через промежуточную проводящую среду.

Молниеотводы делятся на стержневые и тросовые. Стержневые применяются для защиты от прямых ударов молнии в здания, сооружения, а тросовые для защиты линий электропередач.

Ожидаемое число поражений молнией строений, найдем по формуле:

$$N=(L+6\cdot h) \cdot (S+6\cdot h) \cdot n \cdot 10^{-6},$$

где  $L, S$  - длина и ширина защищаемого объекта, 60 м, 48 м соответственно;

$h$  - наибольшая высота по порталу, 11,5 м;

$n$  - среднее число ударов молний на 1 км<sup>2</sup> земной поверхности в районе расположения подстанции при 40-60 часах грозовой деятельности в году,  $n = 6$ .

$$N=(60+6\cdot 11,5) \cdot (48+6\cdot 11,5) \cdot 6 \cdot 10^{-6} = 0,09.$$

Высота молниеотвода выбирается из условия:

$$D \leq 8 \cdot (H - h_x),$$

где  $D$  - максимальное расстояние между молниеотводами, 23 м;

$h_x$  - высота опорной конструкции (портала), 11,5 м;

$H$  - высота молниеотвода, м.

Тогда, получаем:

$$H \geq \frac{23}{8} + 11,5 = 14,375 \text{ м}$$

Принимаем  $H = 19,5$  м.

Проверка защищаемого пространства на высоте  $h_x = 11,5$  м:

$$r_{11,5} = ha \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{H}}$$

где  $ha = H - h_x = 19,5 - 11,5 = 8$  м.

$$r_{11,5} = 8 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{11,5}{19,5}} = 8,08 \text{ м.}$$

Наименьшая ширина зоны защиты двух молниеотводов на высоте 11,5 м:  
при расстоянии между молниеотводами  $b = 44,8$  м:

$$2 \cdot b_{11,5} = 4 \cdot r_{11,5} \cdot \frac{7 \cdot ha - a}{14 \cdot ha - a} = 4 \cdot 8,05 \cdot \frac{7 \cdot 8 - 44,8}{14 \cdot 8 - 44,8} = 5,36 \text{ м,}$$

$b_{1,4} = b_{2,3} = 2,68$  м.

при расстоянии между молниеотводами  $b = 23$  м:

$$2 \cdot b_{11,5} = 4 \cdot 8,05 \cdot \frac{7 \cdot 8 - 23}{14 \cdot 8 - 23} = 11,9 \text{ м.}$$

$b_{1,2} = b_{3,4} = 5,95$  м.

Зона молниезащиты представлена на рисунке 4.

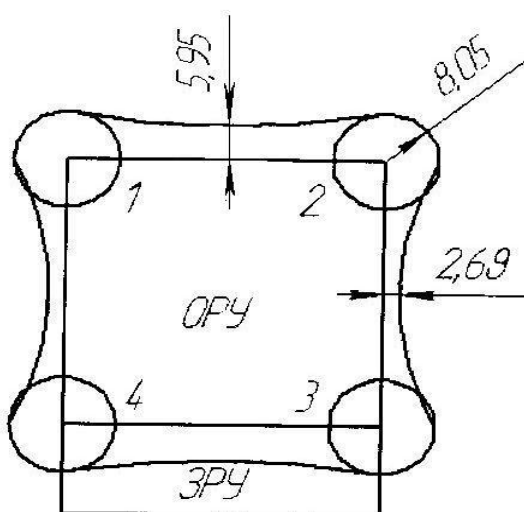


Рисунок 3-Зона молниезащиты

## Заключение

Проектирование системы электрооборудования и электрохозяйства завода ООО «Алюминиевые металлоконструкции» выполнена на основании руководящих указаний по проектированию СЭС и с соблюдением всех нормативных норм и правил. Результаты, полученные в ходе выполнения квалификационной работы, полностью удовлетворяют требованиям ПУЭ, ПТБ, и других нормативных и руководящих документов.

В работе выполнен выбор силовых трансформаторов ГПП предприятия, а так же оборудование распределительной сети: кабели и распределительные трансформаторы.

Выполнен расчет токов короткого замыкания, и на основании полученных значений было выбрано оборудование на стороне высокого и низкого напряжения.

Выбраны ячейки КРУ серии СЭЩ-70 с вакуумными выключателями ВВУ-10, трансформаторами тока ТПЛ-10 и трансформаторами напряжения ЗНОЛ-10. Принята к установке микропроцессорная релейная защита с цифровым защитным реле Seram 1000+. Представлен расчет заземления и молниезащиты.

В приложении А приведены расчет капитальных затрат на схему электроснабжения.

## Список использованных источников

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7-е издание. - М.: - Кнорус, 2007.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. - М.: НЦ ЭНАС, 2004.
3. Вахнина, В.В. Проектирование и оптимизация систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие для курсового проектирования /В.В. Вахнина, А.Н. Черененко. - Тольятти: ТГУ, 2014.
4. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2011.
5. Стёпкина, Ю.В. Электропитающие системы и электрические сети: учебное пособие / Ю.В. Стёпкина. - Тольятти: ТГУ, 2008.
6. Свириденко, Э.А. Основы электротехники и электроснабжения / Э.А. Свириденко. - М.: Техноперспектива, 2008.
7. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, 2009.
8. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов. / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. - М.: Энергоатомиздат, 2007.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов /Б.И. Кудрин. - М.: Интермет Инжиниринг, 2011.
10. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-150 кВ/ Е.Ф. Макаров. - М.: «ИД Энергия»,2006.
11. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство,

передача и распределение электрической энергии /Под общей ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов).-8-е изд., испр. и доп. –М.: Издательство МЭИ, 2002.

12. Релейные и микропроцессорные устройства защиты электрооборудования системы электроснабжения: учеб. пособие / под ред. СИ. Гамазина. - Тула: ТГУ, 2009. - 108 с.

13. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2006.

14. Андреев, В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах: учеб. пособие для вузов / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2008.

15. Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. - М: Энергоатомиздат, 2009.

16. Дьяков, А.Ф. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие для студентов вузов / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко.- М.: Изд. дом МЭИ, 2010.

17. Овчаренко, Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: учебное пособие для студентов вузов / Н.И. Овчаренко. - М.: НЦ ЭНАС, 2009.

18. РД 34.21.122. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 280.

19. Рожин, А.Н. Внутрицеховое электроснабжение. Учебное пособие/ А.Н. Рожин, Н.С.Бакаева - Киров: Изд-во ВятГУ, 2006. – 258 с.

20. Артемов, А.И. Электроснабжение промышленных предприятий в примерах и задачах. А.И. Артемов - Смоленск, 2000. - 300 с.

21. Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий. А.И. Сибикин, М.Ю. Сибикин - Академия, 2004. - 424 с.

22. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов.- 2-е изд./ Ю.Н. Балаков - Издательский дом МЭИ, 2006.- 288 с.
23. Фадеева, Г.А. Проектирование распределительных электрических сетей: учеб. пособие / Г.А. Фадеева, В.Т. Федин; под общ. ред. В.Т. Фебина. - Минск: Выш. шк., 2009. - 365 с.
24. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. Справочник/ В.П.Шеховцов - М.: Форум: Инфра-М, 2006.- 136 с.
25. Маньков, В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. Справочное пособие/ В.Д.Маньков - СПб: НОУ ДПО "УМИТЦ "Электро Сервис", 2010 - 664 с.
26. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. - Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006.- 720 с.
27. Рекус, Г.Г. Электрооборудование производств: справ. пособие / Г.Г. Рекус.- М.: Высш. шк., 2007.-709 с.
28. McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
29. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
30. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
31. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
32. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.



## Приложение А

В таблице А1 представлены капитальные вложения в схему электроснабжения предприятия.

Таблица А1 - Капитальные вложения в схему электроснабжения

№ п/п	Наименование элементов схемы	Ед. изм.	Количество	Сметная стоимость с учетом строительно- монтажных работ в тыс. руб.	
				Единицы	Общая стоимость
1	2	3	4	5	6
1	Выключатель ВГБУ- 110-40/2000	шт.	2	388,000	776,000
2	ВНП-10		16	24,000	384,000
3	Выключатель ВВУ- СЭЩ-П-10-20/1000		33	160,000	5280,000
4	КРУ СЭЩ-70 Т		46	140,000	6440,000
5	ОПНп-110/73/10/500 Ш		2		
	УХЛ1			80,000	160,000
6	Цифровое защитное реле		46		
	Seram1000+			50,000	2300,000
Итого К Эл. Ч.:					15340,000

К=15340 тыс.руб

Суммарные ежегодные расходы:

$$I_{\Delta W_{\text{ПЭС}}} = C_{\text{эx}}(T_x) \cdot \Delta W_x + C_{\text{эk}}(\tau) \cdot \Delta W_k = 1.96 \cdot 127020 + 0.9 \cdot 860405 = 1023324$$

р.год

Амортизационные отчисления:

$$I_{\text{ам}} = (K_{\text{обор}} \cdot H_a + K_{\text{каб}} \cdot H_a + K_{\text{стр}} \cdot H_a) / 100 = 15340 \cdot 0,044 = 674,96 \text{ т.руб}$$

Расчет стоимости потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах

Стоимость потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах рассчитывается с использованием формулы:

$$I_{\text{ном}} = \beta \cdot W_{\text{ном}},$$

где  $\beta$  - дополнительная ставка двухставочного тарифа;

$$I_{\text{ном}} = 4885202,1 \cdot 2 = 9770404,2 \text{ руб/год.}$$