РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа в форме дипломного проекта по теме «Модернизация системы электроснабжения машиностроительного завода» содержит 120 страниц текстового документа, 22 иллюстраций, 38 таблиц, 49 использованных источника и 7 листов графического материала.

Объект электроснабжения Машиностроительный завод

Цели проектирования:

- выбор наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения;

- определение месторасположения ГРП;

- минимизация потерь электроэнергии;

- обеспечение надежности электроснабжения;

- обеспечение высокого качества электроэнергии;

- максимальное приближение источников питания к центрам нагрузки;

- обеспечение безопасности и удобства эксплуатации производственного и силового оборудования.

В результате проектирования системы электроснабжения машиностроительного завода было выбрано новейшее оборудование, рассчитаны технико-экономические показатели проекта и обеспечена безопасность для работающего электротехнического персонала.

					ДП−140211.65 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		КовалевС.В.			Модернизация системы электроснабжения машиностроительного завода	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Шевченко В.В.						*118*
						ЭТК и С		
Н. Контр.		Танкович Т. И.						
Утверд.		Пантелеев В.И						

Содержание

Содержание 1
Введение 2
1 Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения 2
2 Определение расчетных нагрузок предприятия 3
2.1 Определение расчетных нагрузок цехов 3
2.2 Определение центра электрических нагрузок 4
3 Определение расчетной нагрузки завода с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах 7
4 Определение оптимального напряжения питания, числа и мощности трансформаторов ГПП 10
4.1 Выбор номинального напряжения 10
4.2 Выбор силовых трансформаторов 10
5 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения 13
5.1 Выбор вариантов 13
5.2 Капитальные затраты на ЛЭП 15
5.3 Расчет ежегодных (эксплуатационных) затрат 19
5.4 Стоимость годовых потерь электроэнергии 20
5.5 Приведенные затраты 23
6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и выбор компенсирующих устройств 24
6.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов 24
6.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах 27
6.3 Выбор высоковольтных батарей конденсаторов 29
7 Выбор схемы внутреннего электроснабжения и выбор питающих кабельных линий 31
7.1 Система внутреннего электроснабжения 31
7.2 Выбор кабелей распределительной сети предприятия 31
8 Расчёт токов короткого замыкания 33
8.2. Определение параметров и выбор расчётных точек цепи короткого замыкания. 33
9. Выбор оборудования 38
9.1 Выбор выключателя и разъединителя на 110 кВ 38
9.2 Выбор измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения 39
9.2.2 Выбор трансформатора напряжения в РУ 110 кВ 41
9.2.3 Выбор КРУ и выключатели на 10 кВ 42
9.2.4 Выбор выключателей на стороне 10 кВ 43
9.2.4 Выбор автоматических выключателей 43
10 Выбор релейной защиты и автоматики 45
10.1. Выбор релейной защиты подстанции 45

10.1.1 Защита силовых трансформаторов 45
10.1.2 Защита шин 10 и 110 кВ 46
10.1.3 Защита кабельных линии 10 кВ и линии 110 кВ 46
10.2. Выбор автоматики подстанции 46
10.2.1 Автоматическое включение резервного питания и оборудования . 46
10.2.2 Автоматическое повторное включение 49
11 Заземление и защита от перенапряжения 52
11.1 Расчет заземления 52
11.2 Расчет молниезащиты 54
12 Экономическая часть 61
12.1 Смета затрат 61
12.2 Издержки по эксплуатации электрохозяйства 68
12.2.2 Затраты на ремонт 71
12.3 Калькуляция себестоимости электроэнергии 75
12.3.1 Расчет за потребляемую электроэнергию по одноставочному тарифу 75
13 Специальный вопрос"Электронные трансформаторы тока" 85
13.1 Устройство для вычисления силы тока 85
13.2 Оптический трансформатор тока 87
13.3 Схема устройства 87
13.4 Источники питания 90
13.5 Алгоритмы работы 90
13.6 Погрешность измерений 93
13.7 Выводы 94
14 Безопасность и экологичность проекта модернизация системы электроснабжения машиностроительного завода 94
14.1 Безопасность электроснабжения машиностроительного завода 94
14.1.1 Безопасность производственного и силового оборудования 94
14.1.2 Обеспечение безопасности силового трансформатора главной понизительной подстанции ТДН-25000/110 96
14.1.3 Безопасность элементов системы электроснабжения 97
14.1.4 Безопасность исходных материалов 98
14.1.5 Механизация и автоматизация технологических операций 99
14.1.6 Безопасность органов управления 99
14.1.7 Безопасность средств защиты, входящих в систему электроснабжениямашиностроительного завода 101
14.1.8 Безопасность при монтажных и ремонтных работах 102
14.1.9 Безопасность при транспортировке и хранении оборудования 103
14.1.10 Безопасность при размещении оборудования на площадке 104
14.1.11 Требования безопасности к профессиональному отбору 105
14.1.12 Пожарная безопасность 105
14.1.13 Контроль выполнения требований безопасности 107
14.1.14 Безопасность при чрезвычайных ситуациях 108

14.2 Экологическая безопасность системы электроснабжения машиностроительного завода 108
14.2.1 Экологическая безопасность исходных материалов 108
14.2.2 Экологическая безопасность материалов и веществ, обращающихся в технологических операциях 109
14.2.3 Инженерные решения по обеспечению экологической безопасности 111
Список литературы……112

Введение

Под системой электроснабжения промышленного предприятия понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории предприятия и предназначенных для электроснабжения его потребителей.

Реконструкция системы внутреннего электроснабжения основывается на общих принципах построения схем внутризаводского распределения электроэнергии. Характерной особенностью схем внутризаводского распределения электроэнергии является большая разветвленность сети и наличие большого количества коммутационно-защитной аппаратуры, что оказывает значительное влияние на технико-экономические показатели и на надежность системы электроснабжения.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергии, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие промышленные приемники электроэнергии. Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов и строительством электрических станций.

По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов. Осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления и вести активную работу по экономии электроэнергии.

Интенсификация производственных процессов, повышение производительности труда связаны с совершенствованием существующей и внедрением новой, передовой технологии. Этому процессу сопутствует широкое внедрение мощных вентильных преобразователей, электродуговых печей, сварочных установок и других устройств, которые при всей технологической эффективности оказывают отрицательное влияние на качество электроэнергии в электрических сетях.

Проблема электромагнитной совместимости электроприемников с питающей сетью порождает новые научные и технические проблемы при проектировании и эксплуатации промышленных электрических сетей. Данная проблема может быть решена путем освоения быстродействующих многофункциональных средств компенсации реактивной мощности, улучшающих качество электроэнергии сразу по нескольким параметрам. Внедрение этих устройств ведет к уменьшению потерь электроэнергии.

Экономное использование электроэнергии приобретает все большее значение, что необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации промышленных сетей высокого и низкого напряжения. Одно из направлений сокращения потерь электроэнергии в сетях является внедрение автоматизированных систем управления электроснабжением и учетом электроэнергии.

При реконструкции распределительной сети промышленного предприятия необходимо учесть компенсацию реактивной мощности и обеспечить надежное электроснабжение потребителей промышленного предприятия.

1 Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения

Подстанция энергосистемы удалена от завода на расстояние 3 км. Так как на заводе установлены высоковольтные двигатели и печи (10 кВ), то распределение электроэнергии по территории завода осуществляется на напряжении 10 кВ.

По обеспечению надежности электроснабжения согласно ПУЭ электроприемники делятся на три категории:

1.Электроприемники, нарушение электроснабжения, которых может повлечь за собой опасность для жизней людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса.

2.Электроприемники, перерыв электроснабжения, которых приводит к массовым недоотпускам продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

3.Все остальные электроприемники, не подходящие под определение 1-й и 2-й категорий.

Перерыв в электроснабжении электроприемников 1-й категории может быть допущен лишь на время автоматического ввода резервного питания, 2-й категории на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом, и для электроприемников 3-категории на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более суток.

Питание электроприемников 1-й и 2-й категорий осуществляется от двух независимых источников питания. Электроснабжение электроприемников 3-категории осуществляется от одного источника питания.

К потребителям первой категории относятся цеха № 6 (Компрессорная), №13,14 (Литейный цех № 1,2) и №8 (Кислородная станция), К потребителям второй категории относится цех № 18(Заводоуправление,ЦЗЛ,столовая,ОКБ), № 7(Сборочный цех), и все механические цеха, остальные цеха относятся к электроприемникам третьей категории.

2 Определение расчетных нагрузок предприятия

2.1 Определение расчетных нагрузок цехов

Для расчетов на стадии проектного задания при сравнении вариантов и других ориентировочных расчетах, когда отсутствуют точные данные об электроприемниках, расчетную активную нагрузку определим по формуле, кВт:

$$P_p = K_c \cdot P_{\text{ном}}, \ , \qquad (2.1)$$

где K_c – коэффициент спроса,
$P_{ном}$ – суммарная номинальная мощность электроприемников цеха.

Расчетную реактивную нагрузку определим по формуле, квар:

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi, \qquad (2.2)$$

где $\text{tg}\,\varphi$ - коэффициент реактивной мощности, который соответствует $\cos\varphi$ данной группы приемников.

Расчетная нагрузка освещения вычисляется по формуле, кВт:

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{со}, \ , \qquad (2.3)$$

где:
$K_{со}$ – коэффициент спроса на осветительную установку;
$P_{но}$-суммарная номинальная мощность осветительной нагрузки.

$$P_{но} = P_{уд} \cdot F, \qquad (2.4)$$

где Ро – удельная плотность нагрузки на 1 м2 производственной площади, кВт/м2,

F-площадь соответствующего цеха, м2.

Полная расчетная мощность цеха, кВА :

$$S_р = \sqrt{\left(P_р \cdot P_{ро}\right)^2 + {Q_р}^2}, \qquad (2.5)$$

Освещение цехов и территории завода рассчитываются по площади.

Рассмотрим расчет на примере Механического цеха 1 (номер 1 на генплане). Номинальная мощность Рном = 1800 кВт. Коэффициент спроса Кс=0,7, cosφ=0,85, соответственно, tgφ=0,62. Площадь здания составляет 7312,5м2. Коэффициент спроса осветительной нагрузки Кco=0,9, удельная плотность нагрузки на 1 м2 Руд=0,016 кВт/м2.

$$P_{\text{р}} = 0{,}7 \cdot 1800 = 1260{,}0 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р}} = 1260 \cdot 0{,}62 = 781{,}2 \text{квар};$$

$$P_{\text{но}} = 0{,}016 \cdot 7312{,}5 = 117{,}0 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ро}} = 117{,}0 \cdot 0{,}9 = 105{,}3 \text{ кВт};$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{(1260{,}0 + 105{,}3)^2 + 781{,}2^2} = 1573{,}0\,.$$

Расчет электрических нагрузок приводится в табличной форме (Приложение 1).

2.2 Определение центра электрических нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это позволяет построить экономическую и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения; уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения.

Главная понизительная подстанция (ГПП) является одним из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного предприятия. Для определения местоположения ГПП при проектировании системы электроснабжения на генплан промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок. Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные по генплану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Определим центр электрических нагрузок для механического цеха (номер 1 на генплане). Радиус окружности определяют по формуле, мм^2:

$$r = \sqrt{\frac{P}{\pi \cdot m}},$$

где P_{pi} - расчетная активная нагрузка i-го цеха, кВт,

m - масштаб для определения площади круга, кВт/мм^2.

Картограмма электрических нагрузок позволяет наглядно представить распределение нагрузок по территории завода.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга. Угол сектора α определяется из соотношения активной суммарной нагрузки цеха и осветительной нагрузки по формуле, м:

$$\alpha = \frac{P_{\text{р.о}} \cdot 360^\circ}{P},$$

где P_{poi}- осветительная нагрузка цеха, кВт:

$$X_0 = \frac{\sum(P_{\text{р}} + P_{\text{р.о}}) \cdot X}{\sum P},$$

$$Y_0 = \frac{\sum(P_{\text{р}} + P_{\text{р.о}}) \cdot Y}{\sum P}.$$

Расчет центра нагрузок приводится в таблице 2.1

Таблица 2.1 Расчет центра нагрузок

Цех	Рр+Рро, кВт	Рро, кВт	r, мм	D, мм	α, град	x, м	y, м	(Рр+Рро)x	(Рр+Рро)y
Потребители энергии 0,4 кВ									
1	1365,30	105,3	20,85	41,70	27,77	114	238	155644,20	324941,40
2	3426,50	31,50	33,03	66,06	3,31	230	230	788095,00	788095,00
3	1481,10	11,10	21,72	43,44	2,70	312	228	462103,20	337690,80
4	1987,30	7,30	25,16	50,32	1,32	90	208	178857,00	413358,40
5	1688,30	8,30	23,19	46,38	1,77	126	208	212725,80	351166,40
6	271,40	61,40	9,30	18,60	81,44	150	208	40710,00	56451,20
7	1037,20	17,20	18,17	36,34	5,97	185	202	191882,00	209514,40
8	591,50	31,50	13,73	27,46	19,17	302	174	178633,00	102921,00
9	119,60	29,60	6,17	12,34	89,10	322	173	38511,20	20690,80
10	4093,90	33,90	36,11	72,22	2,98	113	170	462610,70	695963,00
11	2534,70	14,70	28,41	56,82	2,09	232	171	588050,40	433433,70
12	856,70	16,70	16,52	33,04	7,02	103	133	88240,10	113941,10
13	498,90	18,90	12,60	25,20	13,64	200	134	99780,00	66852,60
14	428,70	28,70	11,68	23,36	24,10	234	134	100315,80	57445,80
15	627,90	27,90	14,14	28,28	16,00	95	103	59650,50	64673,70
16	906,80	6,80	16,99	33,98	2,70	128	101	116070,40	91586,80
17	831,80	6,80	16,28	32,56	2,94	193	104	160537,40	86507,20
18	216,80	6,80	8,31	16,62	11,29	244	104	52899,20	22547,20
19	178,80	7,80	7,55	15,10	15,70	288	104	51494,40	18595,20
Освещение	86,4								
Потребители энергии 10 кВ									
6	3600,00		33,86	67,72		150	208	540000,00	748800,00
8	300,00		9,77	19,54		302	174	90600,00	52200,00
13	2700,00		29,32	58,64		200	134	540000,00	361800,00
14	2250,00		26,77	53,54		234	134	526500,00	301500,00
17	280,00		9,44	18,88		193	104	54040,00	29120,00
Всего	32359,60		101,5					5777950,3	5749795,7
X0, м	178,55								
Y0, м	177,68								

3 Определение расчетной нагрузки завода с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах

Полная мощность завода определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП (при ее сооружении), с учетом компенсации реактивной мощности.

Данные для расчетов берем из Приложения 1 полная расчетная мощность нагрузки

Так как цеховые трансформаторы и трансформаторы ГПП еще не найдены, то потери активной и реактивной мощности в них определим приближенно:

для цеховых трансформатороваактивная мощность, кВт:

$$\Delta P_{\text{ц.т}} = 0{,}02 \cdot S_{\text{р}} \qquad (3.1)$$

$$\Delta P_{\text{ц.т}} = 0{,}02 \cdot 27523{,}0 = 550{,}5,$$

для цеховых трансформаторов реактивная мощность, кВт:

$$\Delta Q_{\text{ц.т}} = 0{,}1 \cdot S_{\text{р}} \qquad (3.2)$$

$$\Delta Q_{\text{ц.т}} = 0{,}1 \cdot 27523{,}0 = 2752{,}3,$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, которая передается энергосистемой предприятию в период максимальных нагрузок, квар:

$$Q_{\text{э}} = K_{\alpha} \cdot P_{p\sum} \qquad (3.3)$$

$$Q_{\text{э}} = 0{,}3 \cdot 32359{,}6 = 9707{,}9,$$

где $K_{\alpha} = 0{,}3$;

Ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом определяется из выражения;

Ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом определяется из выражения, квар:

$$Q_{\text{ку}} = (Q_{\text{р0,4кВ}} + Q_{\text{р10кВ}} + \Delta Q_{\text{цт}}) - Q_{\text{э}}\ , \qquad (3.4)$$

$$Q_{\text{ку}} = (14761{,}4 + 3922{,}5 + 2752{,}3) - 9707{,}9\ = 11728{,}3.$$

Нескомпенсированная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, будет равна, квар:

$$Q = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_{\text{ку}}, \qquad (3.5)$$

$$Q = 20502{,}0 - 11728{,}3 = 8773{,}7.$$

где $Q_{\text{р}\Sigma}$– расчетная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 6-10 кВ ГПП с учетом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки,квар:

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (Q_{\text{р0,4кВ}} + Q_{\text{р10кВ}}) \cdot K_{\text{рм}} + \Delta Q_{\text{цт}}, \qquad (3.6)$$

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (14761{,}4 + 3922{,}5) \cdot 0{,}95 + 2752{,}3 = 20502{,}0.$$

$K_{\text{рм}} = 0{,}95$[2, стр. 21];

В качестве компенсирующих устройств принимаем батареи статических конденсаторов, количество и емкость которых будут рассчитаны в разделе компенсация реактивной мощности.

Определим потери активной мощности компенсирующих устройств низкого напряжения, кВт:

$$\Delta P_{\text{ку}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{ку}}, \qquad (3.7)$$

где $P_{\text{уд}}$– удельные потери активной мощности, составляющие 0,2 % от $Q_{\text{ку}}$.

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0{,}002 \cdot 8773{,}7 = 23{,}5.$$

Общая активная мощность с учетом потерь в компенсирующих устройствах на шинах подстанции 10 кВ с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, кВт:

$$P_{\text{р}\Sigma} = (P_{\text{р0,4кВ}} + P_{\text{р10кВ}}) \cdot K_{\text{рм}} + P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{ц.т}} + \Delta P_{\text{ку}}, \quad (3.8)$$

$$P_{\text{р}\Sigma} = (22671{,}00 + 9130{,}0) \cdot 0{,}95 + 558{,}6 + 550{,}5 + 23{,}5 = 29753{,}5.$$

$K_{\text{рм}} = 0{,}95$ [2]

Расчетная нагрузка на шинах 6-10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВт:

$$S'_{\text{р}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (3.9)$$

$$S'_{\text{р}} = \sqrt{29753{,}5^2 + 8773{,}7^2} = 31020{,}1.$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП:

Потери активной мощности, кВт:

$$\Delta P'_{\text{т}} = 0{,}02 \cdot S'_{\text{р}}, \quad (3.10)$$

$$\Delta P'_{\text{т}} = 0{,}02 \cdot 31020{,}1 = 620{,}4.$$

Потери реактивной мощности, квар:

$$\Delta Q'_{\text{т}} = 0{,}1 \cdot S'_{\text{р}}, \quad (3.11)$$

$$\Delta Q'_{\text{т}} = 0{,}1 \cdot 31020{,}1 = 3102.$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высокого напряжения с компенсацией реактивной мощности и потерь в трансформаторах, кВ·А:

$$S_{\text{р}} = \sqrt{(P + \Delta P'_{\text{т}})^2 + (Q + \Delta Q'_{\text{т}})^2}, \quad (3.12)$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{(29753{,}5 + 620{,}4)^2 + (8773{,}7 + 3102{,}0)^2} = 32613{,}0.$$

4 Определение оптимального напряжения питания, числа и мощности трансформаторов ГПП

4.1 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение – один из важнейших пространственных параметров системы электроснабжения, определяющий её размер, а следовательно и мощность.

Критерием выбора оптимального напряжения, как и других параметров систем электроснабжения, является экономичность, строительство с минимальными затратами и минимальными издержками на обслуживание.

При выборе оптимального напряжения внешнего электроснабжения можно применить формулу Стилла, кВ:

$$U = 4{,}34 \cdot \sqrt{l + 16P}, \tag{4.1}$$

$$U = 4{,}34 \cdot \sqrt{3 + 16 \cdot 32{,}6} = 94{,}99.$$

где l– расстояние от источника питания, км;

P– передаваемая мощность, равная нагрузке предприятия, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП

4.2 Выбор силовых трансформаторов

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Мощность трансформаторов ГПП выбираем по формуле, МВ·А:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{р}}}{K_{\text{з}} \cdot n}\ , \tag{4.2}$$

где S''_p – полная расчетная мощность завода, кВ·А;

$K_з$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

n_m – число трансформаторов,

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{32613,0}{0,7 \cdot 2} = 23295.$$

Выбираем по [3] трансформаторы мощностью ТДН-25000/110.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_з^{н.р.} = \frac{S_{pBH}}{n_{тр} \cdot S_{ст.тр}}, \qquad (4.3)$$

$$K_з^{н.р.} = \frac{32613,0}{2 \cdot 25000} = 0,66 < 0,7,$$

В приведенные затраты следует включать только составляющие, характерные для варианта напряжения, но не включать одинаковые элементы для всех напряжений.

Для сравнения выбираем варианты U = 35кВ и U = 110 кВ.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора

Тип	*Sном*, МВ·А	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт		*Uк %*, ВН-НН	*xx*,
		ВН	СН	НН	Рхх	Ркз		
ТДН-25000/35	25	37	-	11	36	170,0	10,5	0,7
ТДН-25000/110	25	115	38,5	11	55	170,0	10,5	1

Трансформаторы силовые двухобмоточные ТДН-25000/110-У1, УХЛ1 с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) ±16%±9 ступеней с системой охлаждения вида «Д», предназначены для преобразования и передачи электрического переменного тока.

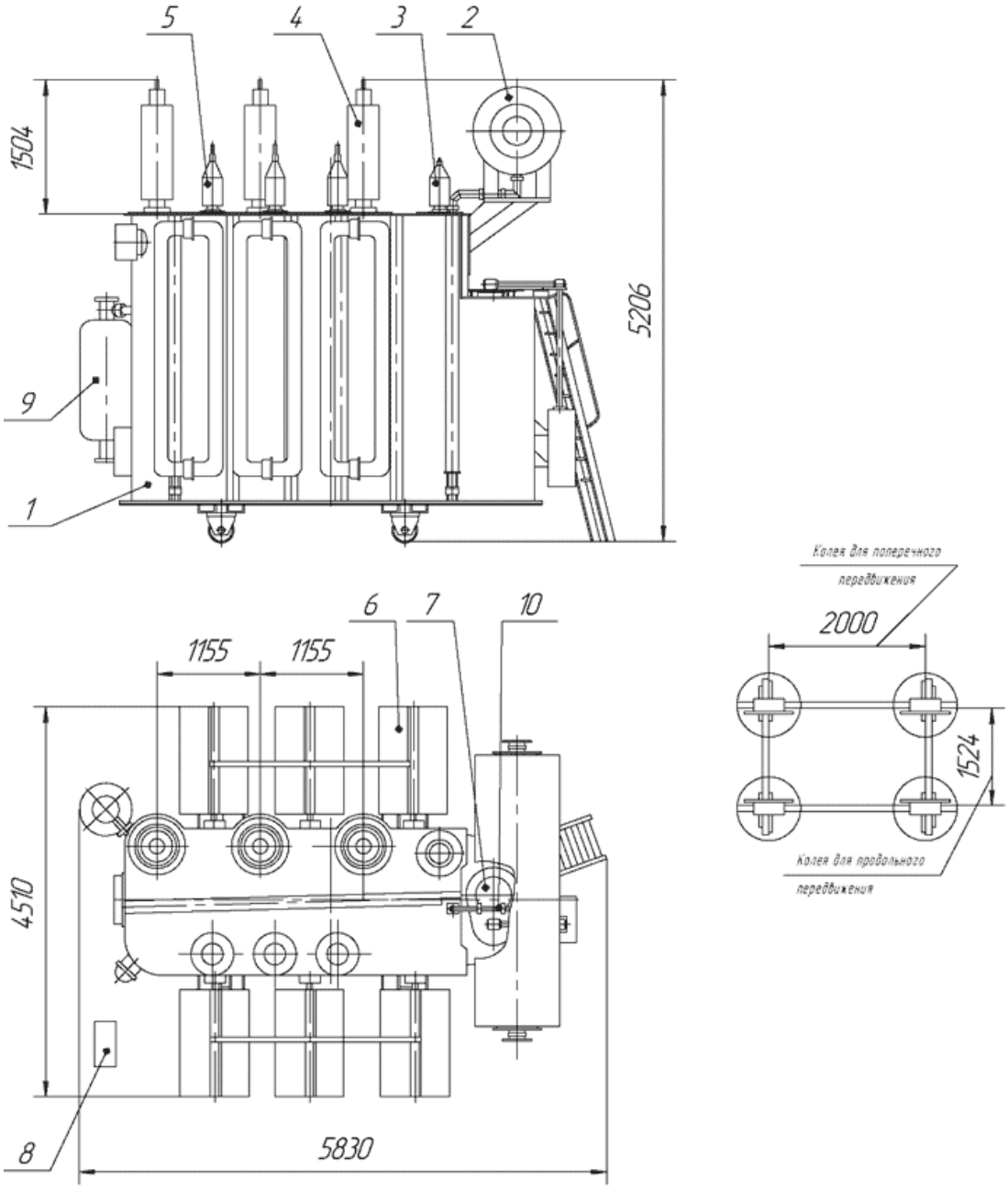


Рисунок 4.1 – Силовой трансформатор ТДН-25000/110

5 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

5.1 Выбор вариантов

Наиболее экономичный вариант схемы электроснабжения промышленного предприятия выбирают по условию минимальных приведенных затрат, рассчитанных по формуле

$$З = p_н \cdot К + И \rightarrow \min ,$$

где К, И – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий; рн – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, рн принимается как норма дисконта по ключевой ставке центробанка 11%.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП). Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения от шин подстанции воздушной линией 35 кВ (1-ой вариант) с установкой на территории предприятия ГПП двух понижающих трансформаторов, выбранных в разделе 4 или глухой отпайкой от транзитной двухцепной ЛЭП–110 кВ с установкой двух понижающих трансформаторов (2-ой вариант): или. Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 5.1 итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

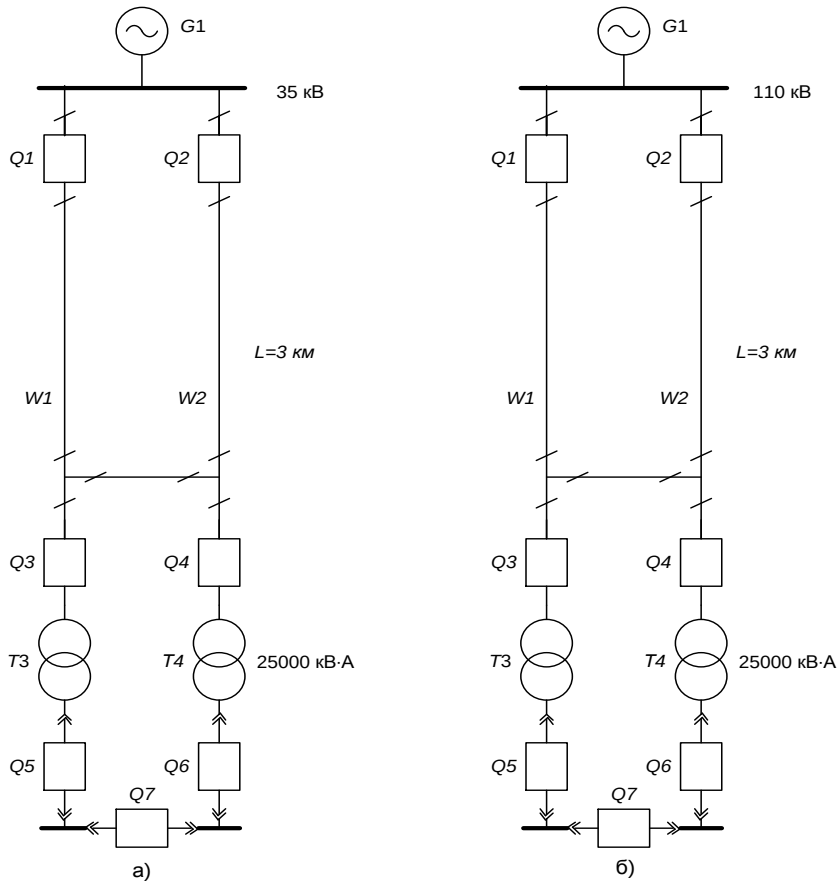


Рисунок 5.1 – варианты схем электроснабжения

5.1.2 Первый вариант внешнего электроснабжения 35 кВ

5.1.2.1 Выбор сечения ЛЭП

Определяем расчетный ток воздушной линии высокого напряжения в нормальном режиме, А:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

где n – число цепей.

$$I_{\text{раб}} = \frac{33108}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 273{,}07.$$

По величине расчетного тока и экономической плотности тока рассчитаем нестандартное сечение проводов линии 35 кВ, мм2:

$$S = \frac{I_{\text{раб}}}{j_э},$$

где jэ - экономическая плотность тока, А/мм2. При годовом числе использования активной мощности Tmax = 4300 ч /4/ jэ=1,1 А/мм2 [5].

$$S = \frac{273{,}07}{1{,}1} = 248{,}2.$$

принимаем сечение для 35 кВ Fст=300 , мм2:

5.2 Капитальные затраты на ЛЭП

Капитальный затраты на строительство линии электропередач составляют

$$К_{лэп} = К_в + К_л,$$

где$К_В$– капитальные затраты на выключатели; $К_Л$– капитальные затраты на сооружение ЛЭП.

$$К_в = n_в \cdot К_в,$$

где $n_в$– количество выключателей; $К_в$– стоимость выключателя, тыс. руб. [5],

$$К_л = n \cdot к_{уд} \cdot l,$$

где $к_{уд}$– стоимость сооружения 1 км КЛ, тыс. руб./км, ; l – длина линии; км. где n– количество линий .

Таблица 5.1- Капитальные затраты по первому варианту 35 кВ

Составляющие затрат	Количество оборудования, шт, длина линии, км	Стоимость единицы, в ценах 1984г., тыс. руб.	Общая стоимость, в ценах 1984 г тыс. руб.	Общая стоимость с учетом тер.коэффициента, тыс. руб.	Общая стоимость с учетом изменения цен, тыс. руб.
Выключатели ВЭК-35-40/2000У1	2	6,3	12,6	17,64	3468,02
Линии Двухцепная на железобетонных опорах Марка провода АС-300	3х2	10,8	64,8	90,72	17835,55
Итого по линиям Клэп = Клэп + Кв			77,4	108,36	21303,58
Выключатели ВЭК-35-40/2000У1	2	6,3	12,6	17,64	3468,02
Трансформаторы ТД-25000/35	2	38	76	106,4	20918,24
Итого по ГПП Кгпп = Кв+Ктр			88,6	124,04	24386,26
Всего К = Клэп + Кгпп			166	232,4	45689,84

5.2.1 Второй вариант внешнего электроснабжения 110 кВ

5.2.2 Выбор сечения ВЛ

Определяем расчетный ток воздушной линии высокого напряжения в нормальном режиме, А:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

где n – число цепей.

$$I_{\text{раб}} = \frac{33108}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 86{,}9.$$

По величине расчетного тока и экономической плотности тока рассчитаем нестандартное сечение проводов линии 110 кВ, мм2:

$$S = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{э}}},$$

где jэ - экономическая плотность тока, А/мм2. При годовом числе использования активной мощности Tmax = 4200 ч /4/ jэ=1,1 А/мм2 [5].

$$S = \frac{86{,}9}{1{,}1} = 62{,}1.$$

По условиям короны для двухцепных опорах принимаем минимально допустимое сечение для 110 кВ Fст=70 , мм2:

Таблица 5.2-Капитальные затраты по второму варианту 110 кВ

Составляющие затрат	Количество оборудования, шт, длина линии, км	Стоимость единицы, в ценах 1984г., тыс. руб.	Общая стоимость, в ценах 1984 г. тыс. руб.	Общая стоимость с учетом тер.коэффициента, тыс. руб.	Общая стоимость с учетом изменения цен, тыс. руб.
Выключатели ВГТ-110-/1000 УХЛ1	2	7,8	15,6	21,84	4293,74
Воздушная двухцепная линия АС-70 на железобетонных опорах опорах	3х2	11,9	71,4	99,96	19652,14
Итого по линиям Клэп = Клэп + Кв			87	121,8	23945,88
Выключатели ВГТ-110-/1000 УХЛ1	2	7,8	15,6	21,84	4293,744
Трансформаторы ТД-25000/110	2	47	94	131,6	25872,56
Итого по ГПП Кгпп = Кв+Ктр			109,6	153,44	30166,3
Всего К = Клэп + Кгпп			196,6	275,24	54112,18

5.3 Расчет ежегодных (эксплуатационных) затрат

И = Иа + Ио + Ипот ,

где Иа – затраты на амортизацию;
Ио – затраты на обслуживание (ремонт и эксплуатация;
Ипот – стоимость потерь электроэнергии.

Затраты на амортизацию

Иа = На*К
На – норма амортизации. На = 1 / Т.
Ио = Но * К

На определяется с учетом срока полезного использования [1, табл.6.1]
Расчет ежегодных издержек оформить в таблицу для каждого из рассматриваемых вариантов

Таблица 5.3 - Расчет ежегодных издержек по варианту 35 кВ

Показатель	Капитальные затраты, тыс. руб.	Норма амортизации %.	Норма обслуживания %	Расчетная величина, тыс. руб.
Затраты на амортизацию в том числе				
ЛЭП	17835,55	2,4		428,05
Трансформаторы	20918,24	6,4		1338,77
Выключатели	6936,05	6,4		443,91
Итого затраты на амортизацию				2210,73
Затраты на обслуживание				
ЛЭП	17835,55		0,4	71,34
Трансформаторы	20918,24		3	627,55
Выключатели	6936,05		3	208,08
Итого затрат на обслуживание				906,97
Всего ежегодных издержек				3117,70

Таблица 5.4 - Расчет ежегодных издержек по варианту 110 кВ

Показатель	Капитальные затраты, тыс. руб.	Норма амортизации %	Норма обслуживания %	Расчетная величина, тыс. руб.
Затраты на амортизацию в том числе				
ЛЭП	19652,14	2,4		471,65
Трансформаторы	51745,12	6,4		1655,84
Выключатели	8587,49	6,4		549,60
Итого затраты на амортизацию				2677,09
Затраты на обслуживание,				
КЛ	19652,14		0,4	78,61
Трансформаторы	25872,56		3	776,18
Выключатели	8587,49		3	257,62
Итого затрат на обслуживание				1112,41
Всего ежегодных издержек				3789,50

5.4 Стоимость годовых потерь электроэнергии

5.4.1 Вариант 1 напряжение 35 кВ

$$И_{пэ} = \beta \cdot \Delta Э,$$

где β - стоимость электроэнергии , β = 2, 69 руб/кВт.ч ;добавляем НДС 18% 2, 69·1,18=3,17 руб/кВт.ч .

ΔЭ - годовые потери электроэнергии в элементах схемы электроснабжения :

$$\Delta Э = \Delta Эл \cdot \Delta Эт,$$

где $\Delta Э_л$, $\Delta Э_т$ - годовые потери электроэнергии соответственно в линиях и трансформаторах, кВт.ч/год .

Годовые потери электроэнергии в воздушных линиях

$$\Delta Эл = \Delta P \cdot \tau,$$

где τ- число часов максимальных потерь; ΔP- потери активной мощности в воздушной линии, кВт:

$$_{\Delta}P = \frac{(S_p{}^2)}{U^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n},$$

$$_{\Delta}P = \frac{33108^2}{35^2} \cdot \frac{0{,}17 \cdot 3}{2} = 228{,}2.$$

где r_0 –погонное сопротивление линии, Ом/км (см.[8]);
n- число цепей.

Для двухсменного графика работы по [8] годовое число часов использования максимума нагрузки T_m= 4300 ч.,час:

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_m}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0{,}124 + \frac{4300}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2688{,}6$$

Годовые потери электроэнергии в линиях, кВтч/год:

$$\Delta Э_л = 228{,}2 \cdot 2688{,}6 = 613470{,}4$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВтч/год:

$$\Delta Э_т = n_т \cdot \Delta P_{хх} \cdot 8760 + \frac{1}{n_т} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{номтр}}\right)^2 \cdot \tau,$$

$$\Delta Э_т = 2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left(\frac{33108}{25000}\right)^2 \cdot 2688{,}58 = 386739{,}06.$$

Суммарные потери электроэнергии в первом варианте, кВт.ч/год:

$$\Delta Э = \Delta Э_л + \Delta Э_т = 613470{,}4 + 386739{,}06 = 1000209{,}5.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб/год.:

$$И_{пэ} = 3{,}17 \cdot 1000209{,}5/1000 = 3174{,}9.$$

Суммарные ежегодные затраты по первому варианту, тыс.руб/год.:

$$И_{\Sigma 1} = 2210{,}73 + 906{,}97 + 3174{,}86 = 6292{,}56.$$

5.4.2 Приведенные затраты 35 кВ

Приведенные затраты по первому варианту, тыс.руб.:

$$З_1 = 0{,}11 \cdot 45689{,}84 + 6292{,}56 = 11318{,}45.$$

5.4.3 Вариант 2 напряжение 110 кВ

5.4.4 Стоимость годовых потерь электроэнергии 110 кВ

Стоимость годовых потерь рассчитывается по формуле, руб/кВтч:

$$И_{пэ} = \beta \cdot \Delta Э,$$

По текущему тарифу для напряжения 220 кВ

где β - себестоимость электроэнергии , β = 2, 52 руб/кВт.ч, добавляем НДС 18% 2, 52·1,18=2,97 руб/кВт.ч .

ΔЭ - годовые потери электроэнергии в элементах схемы электроснабжения :

$$\Delta Э = \Delta Эл \cdot \Delta Эт,$$

где $\Delta Э_л$, $\Delta Э_т$ - годовые потери электроэнергии соответственно в линиях и трансформаторах, кВт.ч/год .

Годовые потери электроэнергии в линиях

$$\Delta Эл = \Delta P \cdot \tau,$$

где τ -число часов максимальных потерь ; ΔP - потери активной мощности (кВт) в воздушной линии, кВт:

$$_{\Delta}P = \frac{(S_p)}{U^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n},$$

где r_0 –погонное сопротивление линии, Ом/км (см.[7]);
n- число цепей.

$$_{\Delta}P = \frac{33108}{110^2} \cdot \frac{0{,}33 \cdot 3}{2} = 44{,}84.$$

Для двухсменного графика работы по [1] годовое число часов использования максимума нагрузки T_m= 4300 ч. ,кВт.ч/год:

$$\Delta Э_л = 44{,}84 \cdot 2688{,}58 = 120561{,}7.$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВтч/год:

$$\Delta Э_т = n_т \cdot \Delta P_{хх} \cdot 8760 + \frac{1}{n_т} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{номтр}}\right)^2 \cdot \tau,$$

$$\Delta Э_т = 2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left(\frac{33108}{25000}\right)^2 \cdot 2688{,}6 = 386739{,}06.$$

Суммарные потери электроэнергии в первом варианте, кВт.ч/год:

$$\Delta Э = \Delta Э_л + \Delta Э_т = 120561,7 + 386739,06 = 507300,8.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб/год.:

$$И_{пэ} = 2,97 \cdot 507300,76/1000 = 1508,51.$$

Суммарные ежегодные затраты по второму варианту, тыс.руб/год.:

$$И_{\Sigma 2} = 2677,1 + 1112,4 + 1508,51 = 5298,01.$$

5.5 Приведенные затраты

Приведенные затраты по второму варианту, тыс.руб/год.:

$$З_2 = 0,11 \cdot 5952,34 + 5298,0 = 11250,35.$$

Таблица 5.5- Сравнение вариантов по приведенным затратам

варианты	Капитальные затраты, тыс. руб.	Ежегодные издержки, тыс. руб./год			Приведенные затраты, тыс. руб./год
		амортизация, $И_а$	обслуживание, $И_о$	потери, $И_{ПЭ}$	
Вариант 1 35 кВ	45689,8	2210,73	906,97	3174,86	11318,4
Вариант 2 110 кВ	54112,2	2677,09	1112,41	1508,51	11250,35

По приведенным затратам видно, что вариант 1 (35 кВ) и вариант 2 (110 кВ) равноценны их приведенные затраты практически равны. Но следуя строительным нормам и правилам мы выбираем более высокий класс напряжения для развития на перспективу. Исходя из этого для внешнего электроснабжения выбираем вариант 2 (110 кВ).

6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и выбор компенсирующих устройств

6.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Цеховые трансформаторы имеют следующие номинальные мощности:100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА.

С увеличением мощности трансформаторов растут токи короткого замыкания. Поэтому единичная мощность трансформаторов, питающих электроустановки до 1000 В, ограничивается допустимыми величинами тока короткого замыкания.

Считают нецелесообразным применение трансформаторов с вторичным напряжением 0,4 кВ мощностью более 2500 кВА [2]. Поэтому предельная мощность трансформаторов, изготавливаемых заводами на напряжение 0,4−0,66 кВ, составляет 2500 кВА. Число типоразмеров трансформаторов должно быть минимальным. Цеховые подстанции могут быть однотрансформаторными и двух-трансформаторными.

Однотрансформаторные подстанциирекомендуют применять при наличии в цехе (корпусе) приемников электроэнергии, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки «складского» резерва, или при резервировании, осуществляемом на линиях низкого напряжения от соседних ТП, т. е. они допустимы для потребителей II и III категории, а также при наличии в сети 380−660 В небольшого количества (до 20 %) потребителей I категории.

Двухтрансформаторные подстанциирекомендуют применять в следующих случаях: при преобладании потребителей I категории и наличии потребителей особой группы; для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (компрессорных и насосных станций); для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Для двухтрансформаторных подстанций также необходим складской резерв для быстрого восстановления нормального питания потребителей в случае выхода из строя одного трансформатора на длительный срок. Оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать электроснабжение всех потребителей I категории на время замены поврежденного трансформатора.

При установке на крупных промышленных предприятиях группы цеховых трансформаторов их номинальная мощность определяется плотностью нагрузки и выбирается, как правило, одинаковой для всей группы. Минимальное число цеховых трансформаторов N_{min} одинаковой мощности, предназначенных для питания нагрузок, определяется по формуле, шт.:

Оптимальная загрузка цеховых трансформаторов зависит от категории надежности потребителей электроэнергии, от числа трансформаторов и способа резервирования. Рекомендуем принимать следующие коэффициенты загрузки трансформаторов: для цехов с преобладающей нагрузкой I категории для двухтрансформаторных ТП *К*з = 0,75−0,8; для цехов с преобладающей нагрузкой II категории для однотрансформаторных подстанций в случае взаимного резервирования трансформаторов на низшем напряжении *К*з = 0,8–0,9; для цехов с нагрузкой III категории *К*з = 0,95–1 [2].

При выборе числа и мощности ЦТП одновременно решают вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В [4].
Мощность цеховых трансформаторов выбирается по удельной плотности нагрузки, кВА/м^2:

$$\sigma_н = \frac{S_р}{F}, \qquad (6.1)$$

где $S_р$ – расчетная мощность цеха, F - площадь цеха.

Расчет проведем для ТП №9:

$$\sigma_н = \frac{2977,5}{3300} = 0,9.$$

Таблица 6.1 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

Номер ТП	Потребители э/э, цех	$\sigma_н$
1	1.	0,13
2	2.	0,03
3	3	0,02
4	4.	0,07
5	5	0,13
6	7	0,02
7	8,9	0,02
8	10	0,04
9	11	0,02
10	14,18,19	0,01
11	12,15,16	0,03
12	13,17	0,02

При плотности нагрузки до $\sigma_{н} = 0{,}2$ кВ $\cdot$ А/м^2 целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 и 1600 кВ·А, при плотности $0{,}2 - 0{,}5$ кВ $\cdot$ А/м^2 – мощностью 1600 кВ·А. При плотности более 0,5 кВ $\cdot$ А/м^2 целесообразность применения трансформаторов мощностью 1600 или 2500 кВ·А.

Выбираем трансформатор мощностью 2500 кВА.

Минимальное число цеховых трансформаторов $N_{мин}$ одинаковой мощности $S_{ном.т}$ для питания технологически связанных нагрузок:

$$N_{мин} = \frac{P_{р}}{K_{з} \cdot S_{ном.т}} + \Delta N, \quad (6.3)$$

где $P_{р}$– расчетная активная мощность технологически связанных.

$$N_{мин} = \frac{2977{,}5}{0{,}7 \cdot 2500} = 1{,}7 + 0{,}3 = 2.$$

нагрузок, кВт; $K_{з}$– коэффициент загрузки трансформатора(для потребителей II категории $K_{з} = 0{,}8 - 0{,}9$);

Оптимальное число трансформаторов, шт:

$$N_{опт} = N_{мин} + m, \quad (6.4)$$

$$N_{опт} = 2 + 0 = 2.$$

где m– дополнительные трансформаторы.

Далее расчет ведем аналогично и сводим полученные результаты в таблицу 6.2

Таблица 6.2 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

Номер ТП	Пункт питания	Потребители э/э	РР, кВт	SHOM.T, кВ·А	КЗ	NMINрасч	NMIN	NOПТ
	Цех №	Цех №						
1	1	1.	1983,80	1600	0,7	1,77	2	2
2	2	2.	4021,40	1600	0,7	3,59	4	4
3	3	3,	1866,30	1600	0,7	1,67	2	2
4	4	4.	2335,90	1600	0,75	1,95	2	2
5	5	5	1983,8	1600	0,7	1,77	3	3
6	7	7	1371,7	1000	0,7	1,96	2	2
7	8	8,9	725,4	630	0,7	1,64	2	2
8	10	10	4805,9	1600	0,76	3,95	4	4
9	11	11	2977,5	2500	0,7	1,70	2	2
10	14	14	1011,3	1000	0,7	1,44	2	2
11	12	12,15,16	2966,3	2500	0,7	1,70	2	2
12	13	13,17	1536,5	1600	0,7	1,37	2	2

Схема расположения трансформаторов в цехах представлена на генплане.

При выборе числа и мощности ЦТП одновременно решают вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжения до 1000В [4].

6.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Выбор оптимальной мощности НБК осуществляют одновременно с выбором цеховых ТП. Расчетную мощность НБК округляют до ближайшей Стандартной мощности комплектных конденсаторных установок (ККУ).
Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями, то ККУ любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой ТП. При питании от одного трансформатора двух магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяют только по одной НБК. Общую расчетную мощность батарей Qнк распределяют между шинопроводами пропорционально их нагрузке [4].

Для схем с магистральными шинопроводами ККУ единичной мощностью до 400 квар подключают к сети без дополнительной установки отключающего аппарата (ввиду установки последнего в комплекте ККУ), а при мощности более 400 квар–через отключающий аппарат с выполнением

требований ПУЭ. При мощности ККУ более 400 кварреком ендуетсяподключатьихкшинамцеховойТПсиспользованиемсоответствующегоавтоматическоговыключателяподстанции.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:
1.выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
2.определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК составит, квар:

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}, \quad (6.5)$$

где $Q_{НК1}$ и $Q_{НК2}$ - суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяют по формуле, квар:

$$Q_{МАХ.Т} = \sqrt{(N_{ОПТ} \cdot K_З \cdot S_{НОМ.Т})^2 - \sum P_р^2}, \quad (6.6)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит, квар:

$$Q_{НК1} = \sum Q_Р - Q_{МАХ.Т}, \quad (6.7)$$

Дополнительная мощность $Q_{НК2}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, квар:

$$Q_{НК2} = \sum Q_Р - Q_{НК1} - \gamma \cdot N_{ОПТ} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (6.8)$$

где γ - расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров $K_{р1}$ и $K_{р2}$, и схемы питания цеховой ТП [3], $\gamma = 0{,}54$ при $K_{р1}$=15 и $K_{р2}$=10.

Т.к. в расчетах $Q_{НК2}$<0, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{НК2}$ принимаем равной нулю.

Суммарную мощность НБК распределяем пропорционально нагрузкам трансформаторов, выбираем марку НБК и определяем фактическую мощность $Q_{НКФ}$ согласно справочным данным [10].

Таблица 6.3 – Выбор мощности конденсаторных батарей

ТП	$Q_{Р,\ квар}$	$Q_{MAX.Т}$, квар	$Q_{НК1}$, квар	$Q_{НК2}$, квар	Qнк,расч., квар	QНКфакт, квар	Количество и тип НБК
1	1041,60	1040,26	1,34	80,26	81,60	80	2×УКМ 58-04-40- У3
2	2104,90	1974,52	130,38	54,52	184,90	200	2×УКМ 58-04-100- У3
3	954,60	1238,76	-284,16	278,76	-5,40	0	
4	1227,60	550,97	676,63	-409,03	267,60	250+30	2×УКМ 58-04-125-30- У3
5	1041,6	2711,85	-1670,25	1271,85	-398,40	0	
6	897,6	280,07	617,53	-319,93	297,60	250+45	2×УКМ 58-04-125-45- У3
7	420,0	501,72	-81,72	123,72	42,00	40	2×УКМ 58-04-20- У3
8	2517,2	749,55	1767,65	-1170,45	597,20	600	2×УКМ 58-04-300- У3
9	1562,4	1839,70	-277,30	339,70	62,40	65	2×УКМ 58-04-30-05-У3
10	585,8	968,13	-382,33	368,13	-14,20	0	
11	1755,0	1857,70	-102,70	357,70	255,00	260	2×УКМ 58-04-125-10- У3
12	756,0	1629,96	-873,96	669,96	-204,00	0	

6.3 Выбор высоковольтных батарей конденсаторов

Суммарная расчетная мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК) для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности, квар:

$$Q_{10кВ} = \Sigma Q_{р} + \Delta\Sigma Q_{цт} + \Delta\Sigma Q_{тГПП} - Q_{нкф} - \Sigma Q_{сд} - \Sigma Q_{э}, \quad (6.9)$$

Реактивная мощность двигателя, квар:

$$Q_{сд} = P_{ном.сд} \cdot K_{сд} \cdot tg\varphi_{ном}, \quad (6.10)$$

где $P_{ном.сд}$– номинальная мощность двигателя;
$tg\varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент реактивной мощности.

Экономически целесообразно использовать полностью располагаемую реактивную мощность СД

На данном производстве синхронные двигатели не применяются

Суммарные реактивные потери в трансформаторах в зависимости от мощности трансформатора и его коэффициента загрузки выбираем по [3], квар:

$$\Delta Q_{\text{цт}} = (4 \cdot 99) + (4 \cdot 41) + (2 \cdot 28) + (16 \cdot 62) = 1794.$$

Суммарная расчетная мощность ВБК для всего завода, квар:

$$Q_{10\text{кВ}} = 8773{,}70 + 1794{,}00 + 3150{,}30 - 1815{,}00 - 9707{,}90 = 2195{,}10.$$

.

Устанавливаем две конденсаторные установки типа УКЛ 57-6,3-900 У3.

Фактическая мощность, квар

$Q_{ВКфакт}$=2·1100 =2200.

7 Выбор схемы внутреннего электроснабжения и выбор питающих кабельных линий

7.1 Система внутреннего электроснабжения

При выборе рациональнойсхемыраспределенияэлектроэнергииучтены многие факторы, такие какконструктивноеисполнениесетевыхузлов, способканализацииэлектроэнергии и токикороткогозамыкания. Взаимное резервирование выполнено шинными и кабельными перемычками между ближайшими подстанциями, а также между концами сетей низшего напряжения, питаемых от разных трансформаторов. Питаниеприемниковэлектроэнергиираличных технологическихпотоковосуществляьсяотразныхисточников питания: цеховых подстанций, разныхсекцийшинподстанции.

Схемы распределительной сети предприятия, ввиду своей большой разветвленности и большого числа присоединяемых аппаратов, должны быть одновременно и надежны, и дешевы. Обеспечивается выполнение этого условия тем, что в каждом конкретном случае применяются различные схемы питания потребителей. Схемы делятся на радиальные, магистральные и смешанные. Схемы электроснабжения выбираются в зависимости от мощности нагрузок, их расположения, требуемой степени надежности питания, и других особенностей предприятия.

В данном случае на машиностроительном заводе, учитывая, что большие сосредоточенные нагрузки (электродуговые печи, насосная, компрессорная) размещены в различных направлениях от ГПП, может быть применена только радиальная схема электроснабжения [5].

7.2 Выбор кабелей распределительной сети предприятия

Расчетный ток определяем по формуле, А:

$$I_p = \frac{S}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \qquad (7.1)$$

где S – мощность, протекающая по кабельной линии, кВ А;
n – количество линий;
U_H – номинальное напряжение ,кВ.

Расчетный ток от ГПП до ТП-12, А:

$$I_p = \frac{3200}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 92,376.$$

Экономическое сечение токоведущих жил кабеля рассчитывается по формуле, мм^2:

$$q_Э = \frac{I_p}{j_э}, \qquad (7.2)$$

где $j_{ý}$ - экономическая плотность тока, А/мм^2:

$$q_Э = \frac{92,376}{1,7} = 54,339 \ .$$

По $q_э$ выбираем кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПВП на напряжение 10кВ. Аналогично выбираем остальные кабели, все расчеты сводим в таблицу 7.1

Таблица 7.1- Выбор кабелей

Трасса кабеля	Sтрном, кВА	общее число кабелей	Iр, А	Fрасч,мм2	Fст,мм2	Iдопст,А
Кабели 10 кВ						
ГПП-РУ-1	4800	2	138,564	277,1281	81,508	95
РУ1-ТП-1	3200	2	92,376	184,7521	54,339	75
ГПП-ТП-5	6400	2	184,752	369,5042	108,68	120
ТП-5-ТП-4	3200	2	92,376	184,7521	54,339	75
ГПП-ТП-6	7000	2	202,073	404,1452	118,87	150
ТП-6-ТП-9	5000	2	144,338	288,6751	84,904	95
ГПП-ТП-8	8200	2	236,714	473,4272	139,24	150
ТП-8-ТП-11	5000	2	144,338	288,6751	84,904	90
ГПП-ТП-12	3200	2	92,376	184,7521	54,339	70
ГПП-РУ-5	3400	2	98,1495	196,2991	57,735	70
РУ-5-РУ8	400	2	11,547	23,09401	6,7924	25
ГПП-ТП-10	2000	2	57,735	115,4701	33,962	50
ГПП-РУ-2	1460	2	42,1466	84,29314	24,792	50
РУ2-ТП-7	1260	2	36,3731	72,74613	21,396	50
ГПП-ТП-3	6400	2	184,752	369,5042	108,68	120
ТП-3-ТП-2	3200	2	92,376	184,7521	54,339	75

8 Расчёт токов короткого замыкания

В электроустановках могут возникать различные виды коротких замыканий которые сопровождаются резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование устанавливаемое в системе электроснабжения должно быть устойчивое к токам короткого замыкания и выбирается с учетом величин этих токов.

В современных электросистемах расчет токов короткого замыкания с учетом всех действительных условий очень сложен. Для выбора токоведущих частей и аппаратов достаточно приближённое определение токов К.З. т.к. интервалы между значениями параметров, характеризующие различные типы аппаратов велики.

На практике расчет токов К.З. проводят с рядом допущений.

1. Отсутствие насыщения магнитных систем.
2. Сохранение симметрии трёхфазной системы.
3. пренебрежением ёмкостными проводимостями.
4. Пренебрежение влияния ёмкостных сопротивлений элементов расчётной схемы на периодическую составляющую тока К.З. если суммарное активное сопротивление схемы до точки К.З. не превышает 30 – 35% суммарного индуктивного сопротивления.
5. Пренебрежение различием значений сверх переходных индуктивных сопротивлений по продольной и поперечным осям синхронных машин.

8.1. Определение параметров и выбор расчётных точек цепи короткого замыкания.

Для расчёта токов К.З. составляется расчётная схема, соответствующая нормальному режиму работы систем электроснабжения. В расчётную схему должны быть введены сверхпереходными сопротивлениями все генераторы, крупные синхронные и асинхронные двигатели, а также трансформаторы, воздушные и кабельные линии, которые связывают источники с местом К.З.

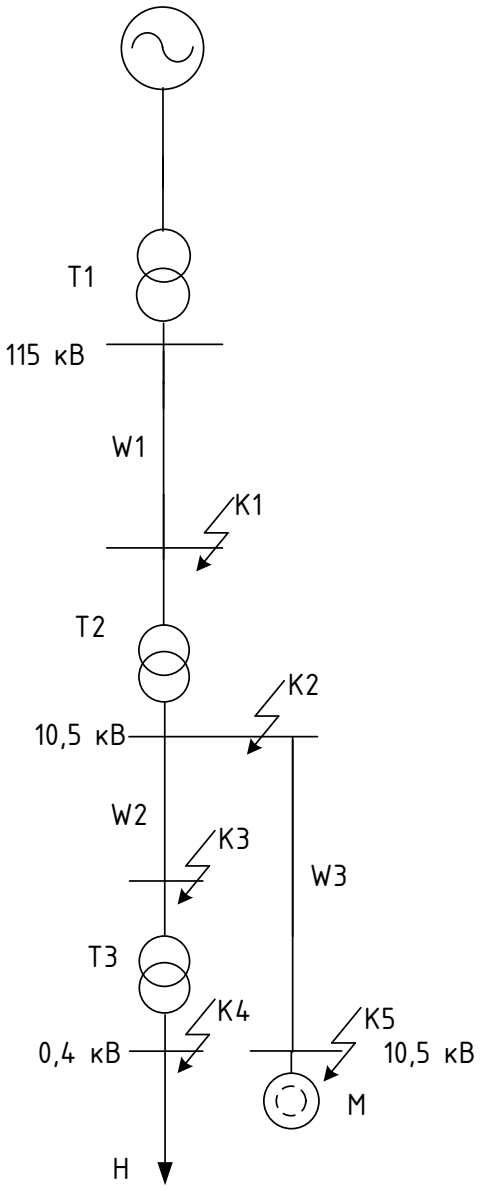


Рисунок 8.1 – Исходная схема.

По расчётной схеме составляем схему замещения, в которой указывается сопротивления всех источников и потребителей.

Схема замещения представляет собой одну ветвь, т.к. трансформаторы ГПП и цеховые трансформаторы работают раздельно и поэтому расчёт токов К.З. проводим для одной ветви схемы электроснабжения. Расчёт токов К.З. на стороне 0,4 кВ.

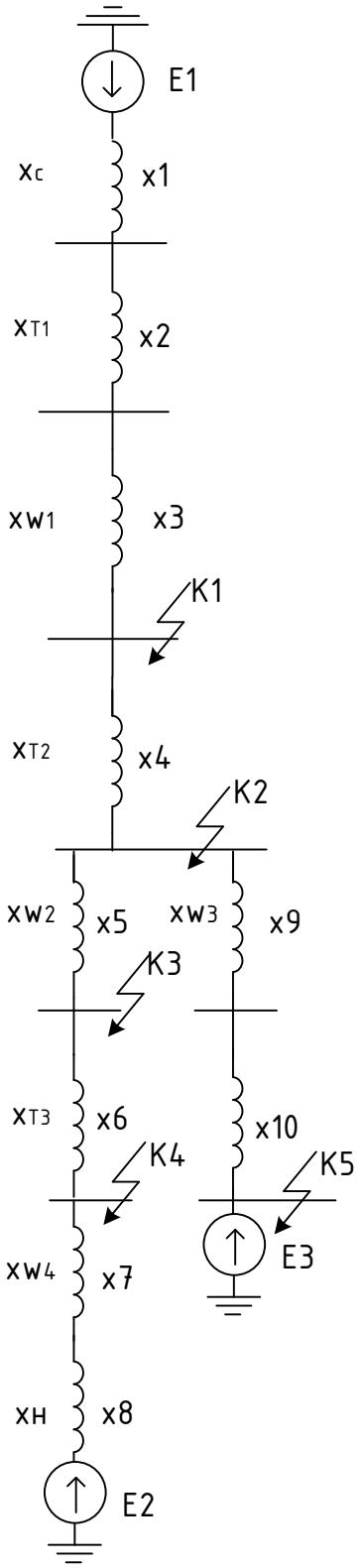


Рисунок 8.2. – Схема замещения.

Принимаем за базисные единицы $S_б = 100$ МВ · А и среднее напряжение $U_{б1} = 115$ кВ, $U_{б2} = 10{,}5$ кВ, $U_{б3} = 0{,}4$ кВ, Определяем базисный ток, кА

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \tag{8.1}$$

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0{,}502;$$

$$I_{б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 5{,}499;$$

$$I_{\ б3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 144{,}338.$$

Составляем схему замещения и определяем сопротивления элементов в базисных единицах,Ом:

сопротивление системы, Ом:

$$x_1 = 0{,}8 \times \frac{S_б}{S_{кз}} \tag{8.2}$$

сопротивление трансформатора , Ом:

$$x_T = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.т}}; \tag{8.3}$$

реактивное сопротивление линии воздушной линии, Ом:

$$x_л = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}; \tag{8.4}$$

активное сопротивление линии L_1, Ом:

$$r_л = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} \tag{8.5}$$

Для точки К-1 необходимо найти периодическую составляющую тока однофазного короткого замыкания. А так как КЗ связано с землей, то будет присутствовать нулевая последовательность чередования фаз токов и напряжений, и, следовательно, для их определения, необходимо составить схему замещения нулевой последовательности. При составлении схемы замещения считаем, что система не выдает нулевой последовательности напряжений. Расчетная схема замещения будет ограничиваться обмотками трансформаторов, соединенными в треугольник.

Ток прямой последовательности определим по следующему выражению:

$$I_{КА1*}^{(1)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}. \qquad (8.6)$$

Фазный ток через составляющую прямой последовательности определим следующим образом:

$$I_{ПО}^{(1)} = 3 \cdot I_{КА1}^{(1)}. \qquad (8.7)$$

Расчет токов короткого замыкания произведен на ПК в программе Mathcad. Программа расчета представлена в приложении, результаты расчета сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Расчётные данные токов К.З.

Точка КЗ	UБ, кВ	IБ, кА	IКЗ, кА	iУД, кА
К1	115	0,502	1,28	3,62
К2	10,5	5.499	8,303	23,48
К3	10,5	5.499	7,025	19,83
К4	0,4	144.338	62,36	175,98
К5	10,5	144.338	8,18	23,1

9 Выбор оборудования

9.1 Выбор выключателя и разъединителя на 110 кВ

Условия выбора выключателя:

1) По напряжению установки Uуст ≤ Uном;
2) По длительному мах току Iраб мах ≤ Iном;
3) по току отключения $I_{\Pi t} \leq I_{\text{откл}}$;
4) по электродинамической стойкости $i_{\text{у}} \leq I_{\text{мах.доп}}$;
5) по термической стойкости $B_K \leq I_T^2 t_T$
6) по полному току отключения

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пt}} + I_{at} = 10415\ A \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) = 93600\ \text{А} \quad (9.1)$$

Определим максимальный рабочий ток в цепи трансформатора, А:

$$I_{\text{раб}.max}^{\text{СН}-\text{Т}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{28871}{\sqrt{3} \cdot 110} = 238{,}12 \quad (9.2)$$

Выбор разъединителя производиться по пунктам 1,2,4,5.

Выбираем по [5] выключатель ВГТ-110-40/2000 У1(выключатель элегазовый) и разъединитель РНДЗ-110/1000У1 (разъединитель для наружной установки).

В таблице 9.1 приведены расчетные величины и каталожные данные выключателя и разъединителя на напряжение 110 кВ.

Таблица 9.1 – Выбор выключателя и разъединителя на 110 кВ

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{откл.}}$	2089 А	2500 А
$i_{\text{уд.}} \leq I_{\text{max.доп.}}$	5897 А	40000 А
$I_{\text{р.}} \leq I_{\text{ном}}$	130,06 А	1000 А

9.2 Выбор измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Контроль над режимами работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. Эти приборы относятся к вторичным цепям и связанны с первичными посредством измерительных трансформаторов тока и напряжения.

9.2.1 Выбор ТТ в распределительном устройстве 110 кВ

Условия выбора:

– по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

– по току $I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$

– по динамической устойчивости по условию $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

– по термической стойкости $B_k \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_T$

– по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

– по классу точности.

Перечень необходимых измерительных приборов указан в таблице 6. Выбираем трансформатор тока ТФЗМ 110Б1 [5]. Для проверки ТТ по вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными приборов [5], определим нагрузку по фазам (таблица 9.2).

Таблица 9.2 – Вторичная нагрузка ТТ 110 кВ

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э – 350	1,5	0,5	—	—
Ваттметр	Д – 335	1,5	0,5	—	0,5
Варметр	Д – 345	1,5	0,5	—	0,5
Итого			1,5	—	1,0

Из таблицы 9.2 видно, что наиболее загружен ТТ фазы А. Общее сопротивление приборов равно, Ом,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} \qquad (9.3)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06$$

При числе приборов не более трех сопротивление контактов равно, Ом,

$$r_k = 0,05$$

Тогда допустимое сопротивление проводов определится по выражению, Ом,

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k \ , \qquad (9.4)$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09 .$$

Ориентировочная длина контрольного кабеля с медными жилами ($\rho = 0,0175$) L=150 метров. На напряжение 110 кВ ТТ соединены в полную

$$g = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \qquad (9.5)$$

звезду и $L = L_{\text{расч}}$, тогда сечение контрольного кабеля равно, мм^2,

$$g = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,09} = 2,408 .$$

Принимаем контрольный кабель с медными жилами сечением 2,5 мм^2. Зная сечение, определяем реальное сопротивление проводов, Ом,

$$r'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{g_{cm}}, \qquad (9.6)$$

$$r'_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05.$$

Следовательно, истинная вторичная нагрузка ТТ, Ом,

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r'_{\text{пр}}, \qquad (9.7)$$

$$Z_2 = 0,06 + 0,05 + 1,05 = 1,16$$

Расчетные и каталожные данные ТТ сведем в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 – Выбор ТТ 110 кВ.

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные ТФЗМ110Б-1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	190,55 А	200 А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	13,059 кА	50 кА
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	1,16 Ом	1,2 Ом
$B_k \leq I_т^2 * t_T$	3,16 кА^{2}с	9075 кА^{2}с
Класс точности	0,5	0,5

9.2.2 Выбор трансформатора напряжения в РУ 110 кВ

Условия выбора:

– по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

– по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2ном}$.

Расчетные нагрузки измерительного ТН на стороне ВН приведены в таблицы 9.3.

Таблица 9.3- Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	$S_{обм}$, $ВА$	$n_{обм}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб}$	P, $ВТ$	Q, $ВАР$
Вольтметр	Э335	2	1	1	0	1	2,0	-
Ваттметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Варметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Счетчик Wh	ЦЭ6822	5	1	0,38	0,925	1	1,9	4,6
Счетчик varh	ЦЭ6811	1	1	0,38	0,925	1	0,38	0,925
Вольтметр регистрирующий	Н393	10	1	1	0	1	10	-
Частотометр	Н393	7	1	1	0	1	7	-
Итого							27,3	5,53

Определим мощность приборов, подключаемых к ТН:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (9.7)$$

$$S_2 = \sqrt{27{,}3^2 + 5{,}53^2} = 27{,}85\ BA.$$

Расчетные и каталожные данные ТН на 110 кВ приведем в таблицу 9.4.

Таблица 9.4 – Выбор ТН 110 кВ.

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные НКФ-110-83У1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$S_2 \leq S_{2ном}$	27,85 ВА	400 ВА

9.2.3 Выбор КРУ и выключатели на 10 кВ

Выбираем комплектное распределительное устройство (КРУ), предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 6-20 кВ и тока 630- 4000 А, частотой 50 Гц и 60 Гц .

Условия выбора выключателя:

1) По напряжению установки Uуст ≤ Uном;
2) По длительному мах току Iраб мах ≤ Iном;
3) по электродинамической стойкости $i_у \leq I_{мах.доп}$;
4) по термической стойкости $B_K \leq I_T^2 t_T$
5) по полному току отключения

$$\sqrt{2} \cdot I_{пt} + I_{at} = 12052\ A \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_н}{100}\right)$$

Выбираем по [5] вводные выключатели (выключатель вакуумный, внутренней установки).

Таблица 9.5 – Проверка условий выбора выключателя 10 кВ

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{кз} \leq I_{откл.}$	4650 А	12500 А
$i_{уд.} \leq I_{max.доп.}$	13134 А	32000 А
$I_{р.} \leq I_{ном}$	910,40 А	1000 А

Габаритные размеры шкафов КРУ:

– ширина 750 мм;
– глубина 1300 мм;

– высота 2270 мм.

Ячейки КРУкомплектуютсяТТ и ТН. Данные в таблице 9.6.

На отходящих кабельных линиях выбираем ячейку КРУ с выключателем ВВ/TEL-10-12,5/400У2 /8/. Рабочий токотходящих линии от ГПП до цеховых ТП см. таблицу 8.1.

9.2.4 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

На шинах 10 кВ выбираем ячейку КРУ с выключателем ВВ[TEL-10-12,5]1600У2

Таблица 9.6 – Выбор выключателей на 10кВ

Формулы	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном} \rangle U_{уст}$, кВ	10	10
$I_{р} \langle I_{ном}$, А	936,47	1600
$I_{КЗ} \langle I_{откном}$, кА	16,06	40
$i_{у} \langle i_{вкл}$, кА	53,66	80

Таблица 9.7 Данные ТТ и ТН ячеек КРУ

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, В	Номинальная мощность, В·А	Номинальный первичный I (А),U(В);	Номинальный вторичный I (А), U(В);
ТШЛ-10-4000/5	10 кВ	-	4000	5
НАМИ-10-95-УХЛ1	10 кВ	120	10000	100

9.2.4 Выбор автоматических выключателей

Автоматический воздушный выключатель предназначен для автоматического размыкания электрических цепей при ненормальных режимах и для редких оперативных переключений при нормальных режимах работы.

Выбираем автоматический выключатель ВА 51 [3, табл. 5.4]

Таблица 9.8 – Выбор автоматических выключателей

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
Uуст. ≤ Uном	0,4 кВ	0,4 кВ
Iкз ≤ Iоткл.	$I_{кз} = 31{,}07$ кА	$I_{откл.ном} = 35$ кА

Таблица 9.9 –Выбор трансформатора тока по загрузке

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	1,16 Ом	1,2 Ом

Таблица 9.10–Выбор трансформатора напряжения по напряжению и мощности

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные НАМИ -10-66
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$S_2 \leq S_{2ном}$	27,85ВА	120 ВА

10 Выбор релейной защиты и автоматики

Для уменьшения размеров повреждения и предотвращения развития аварии при протекании токов КЗ в элементах электроснабжения, устанавливают совокупность автоматических устройств, называемых релейной защитой и обеспечивающих с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите, следующие: надежное отключение всех видов повреждений, чувствительность защиты, избирательность (селективность) действия – отключение только поврежденных участков, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации о повреждениях.

10.1. Выбор релейной защиты подстанции

10.1.1 Защита силовых трансформаторов

Для защиты трансформатора рассмотрим 4 вида защиты:

- Максимальная токовая защита – от внешних коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита – защита от перегрузок и ненормальных режимов работы;
- Газовая защита трансформатора – от внутренних повреждений в трансформаторе;
- Дифференциальная защита – от всех видов КЗ.
- Данные для релейной защиты силового трансформатора ГПП. Выбор трансформаторов тока.

Рассчитаем релейную защиту трансформатора типа ТДН-25000/110.

Предел регулирования напряжения трансформатора.

$$\Delta \underline{U} = +9 - 1,78 кВ$$

Максимальный рабочий ток трансформатора, А:

$$I_{p\max}^{ВН} = \frac{1.4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{вн}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 167 . \qquad (10.1)$$

Схема соединения трансформаторов тока на стороне высшего напряжения - треугольник. Определим первичный ток трансформаторов на стороне ВН, А:

$$I_1^{1TA} = K_{сх} \cdot I_{p\max}^{вн} = \sqrt{3} \cdot 167 = 289,5 \quad (10.2)$$

где $К_{СХ}$ - коэффициент схемы

Стандартное значение первичного тока трансформаторов на стороне ВН равно 1000 А, коэффициент трансформации $n_t = \frac{300}{5}$.

Максимальный рабочий ток силового трансформатора на стороне низшего напряжения, А:

$$I_{p\max}^{нн} = \frac{1.4 \cdot S_t}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}^{нн}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 962,3 \quad (10.3)$$

Схема соединения трансформаторов тока на стороне низшего напряжения - неполная звезда. Определим первичный ток трансформаторов тока на стороне НН, А:

$$I_1^{2TA} = K_{сх} \cdot I_{p\max}^{нн} = 1 \cdot 962,3 = 962,3 \quad (10.4)$$

Стандартное значение первичного тока трансформаторов на стороне НН равна 2000 А, коэффициент трансформации $n_t = \frac{1000}{5}$.

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН, кА: $I_{115}^{(3)} = 1,743$.

Ток двухфазного КЗ на стороне ВН, кА:

$$I_{115}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{115}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,743 = 1,51 \quad (10.5)$$

Ток трехфазного КЗ на стороне НН, кА: $I_{10.5}^{(3)} = 8,224.$

Ток двухфазного КЗ на стороне НН, кА:

$$I_{10.5}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{10.5}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,224 = 7,1. \quad (10.6)$$

10.1.2 Защита при внешних коротких замыканиях

Защита от внешних КЗ служат для отключения трансформатора при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если защиты или выключатели этих элементов отказали в работе. Одновременно защита от внешних КЗ служит резервом к защите от внутренних повреждений.

Защитой от внешних КЗ является токовая максимальная защита (МТЗ).

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{С.З.} = \frac{k_н \cdot k_{с.з.}}{k_в} \cdot I_{p\max} = \frac{0,6 \cdot 3}{0.85} \cdot 167 = 353,6 \quad (10.7)$$

где $k_н$ - коэффициент надежности; $k_{с.з.}$ - коэффициент самозапуска; $k_в$ - коэффициент возврата.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{с.р.} = k_{сх} \frac{I_{с.з.}}{n_t} = \sqrt{3} \cdot \frac{1510}{300/5} = 43,6 \qquad (10.8)$$

Коэффициент чувствительности МТЗ для защиты трансформатора от токов внешних КЗ:

$$K_ч = \frac{I^{(2)}_{115}}{I_{с.з.}} = \frac{1510}{353,6} = 4,3 \geq 1.5. \qquad (10.9)$$

Защита обладает требуемой чувствительностью МТЗ для защиты.

Время срабатывания защиты трансформатора от токов внешних КЗ устанавливается со стороны ВН.

Время срабатывания защиты:

$$t_{с.з.} = t_{с.з.10.5} + \Delta t$$

10.1.3 Защита от перегрузки

Защитой от перегрузки является максимальная токовая защита. Защита от перегрузки выполняется действующей на сигнал. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках предусматривается выдержка времени.

Ток срабатывания, А:

$$I_{С.З.} = \frac{k_н}{k_в} \cdot I^{нн}_{p\max} = \frac{1.05}{0.85} \cdot 962,3 = 1188,7 \qquad (10.10)$$

где $k_н$ - коэффициент надежности.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_{та}} \cdot I_{сз} = \frac{1}{1000/5} \cdot 1188,7 = 5,9 \quad (10.11)$$

На чувствительность защиты от перегрузки не проверяется. Защита от перегрузок выполнена с двумя уставками по времени. Первая уставка продолжительностью 9-10 секунд действует на сигнал. Вторая уставка продолжительностью 30-40 минут действует на отключение выключателя.

10.1.4 Защита от внутренних повреждений в трансформаторе

Защита от внутренних повреждений в трансформаторах выполняется на базе газовых реле.

Повреждения в трансформаторе, возникающие в его кожухе сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и оборудования летучих газов. Будучи легче масла, газы поднимаются в расширитель и когда они проходят па трубе, соединяющий кожух трансформатора и расширитель происходит срабатывание газового реле.

Газовое реле способно различать степень повреждения в трансформаторе. При малых повреждениях оно дает сигнал, при больших - производит отключение.

10.1.5 Дифференциальная защита

Для защиты трансформаторов ГПП.

Определим вторичный ток трансформатора тока, установленного на стороне ВН, А:

$$i_2^{1TA} = \frac{I_{p\max}^{вн} \cdot k_{сх}}{n_{1TA}} = \frac{167 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 4,08 \qquad (10.12)$$

Вторичный ток трансформаторов тока, установленных на стороне НН, А:

$$i_2^{2TA} = \frac{I_{p\max}^{вн} \cdot k_{сх}}{n_{2TA}} = \frac{167 \cdot 1}{1000/5} = 0,84 \qquad (10.13)$$

По величине вторичного тока основной стороной является сторона ВН. Ток срабатывания зашиты, А:

$$I_{с.з.-1} = k_{зап} \cdot I_{p\max}^{вн} = 1.3 \cdot 167 = 217,1; \qquad (10.14)$$

$$I_{с.з.-2} = k_{нед} \cdot \left(I_{нб'} + I_{нб''} \right), \qquad (10.15)$$

где Інб' - составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью трансформаторов тока. А;

Інб" - составляющая тока небаланса, появляется при изменении коэффициента трансформации силового трансформатора, А:

$$I_{нб'} = Ek_{одн} \cdot k_{апер} \cdot I_{10.5}^{(3)} \cdot K_t = 0,1 \cdot 1 \cdot 1,5 \cdot 1,743 \cdot \frac{10,5}{121} \cdot 10^3 = 22,6, \qquad (10.16)$$

где Е – погрешность трансформаторов тока;

$К_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$К_{апер}$ – коэффициент апериодической составляющей тока КЗ.

$$I_{нб"} = \Delta U_{рег} \cdot I_{10.5}^{(3)} \cdot K_t = 0,16 \cdot 1743 \cdot \frac{10,5}{121} = 24,2; \quad (10.17)$$

$$I_{с.з.-2} = \left(22,6 + 24,2\right) = 46,8$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{n_{TA}} = \frac{217,1 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 6,3 \quad (10.18)$$

Уточненное значение тока срабатывания реле, А:

$$I_{ср}^{уточн} = \frac{100}{6,3} = 16. \quad (10.19)$$

Уточнение значения тока срабатывания защиты, А:

$$I_{сз}^{уточ} = \frac{I_{ср}^{уточ} \cdot n_T}{K_{сх}} = \frac{16 \cdot 300/5}{\sqrt{3}} = 554,3 \quad (10.20)$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_ч = \frac{I_{115}^{(2)}}{I_{сз}^{уточ}} = \frac{1510}{554,3} = 2,7 \quad (10.21)$$

Зашита обладает необходимой чувствительностью.

10.2 Защита шин 10 и 110 кВ

Для быстрого отключения короткого замыкания применим токовую отсечку. От междуфазных коротких замыканий используется отсечка без выдержки времени. От двойных коротких замыканий на землю и двухфазных на землю в одной точке применяется селективная двухступенчатая защита, токовая отсечка без выдержки времени и максимальная токовая защита.

От замыканий на землю применим токовую защиту нулевой последовательности.

10.2.1 Защита кабельных линии 10 кВ и линии 110 кВ

От многофазных замыканий защита линии выполняется двухступенчатой: максимальная защита (резервная МТЗ с выдержкой времени) и токовая отсечка (основная защита без выдержки времени).

От однофазных замыканий с действием на сигнал применим токовую защиту нулевой последовательности, реагирующую на первые гармоники тока КЗ или сумму всех гармоник.

Для отключения повреждений, сопровождающихся отказом выключателя, предусмотрим специальное устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ), отключающее выключатели других электрических цепей, продолжающих питать короткие замыкания

10.3 Выбор автоматики подстанции

При автоматизации подстанции предусмотрим необходимый минимум следующего оборудования

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

10.3.1 Автоматическое включение резервного питания и оборудования

Устройства автоматического включения резерва (АВР) находит 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.

Схемы УАВР должны удовлетворять изложенным ниже основным требованиям:

1. Находиться в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей по любой причине и наличии нормального напряжения на другом, резервное для данных потребителей источнике питания. Чтобы не допустить включения резервного источника на короткое замыкание, линия рабочего источника к моменту действия УАВР должна быть отключена выключателем со стороны шин потребителей. Отключенное состояние этого выключателя контролируется его вспомогательными контактами или реле положения, и эти контакты должны быть использованы в схеме включения выключателя резервного источника. Признаком прекращения питания является исчезновение напряжения на шинах потребителей, поэтому воздействующей величиной устройства АВР обычно является напряжение. При снижении напряжения до определенного значения УАВР приходит в действие.

2. Иметь минимально возможное время срабатывания $t_{АВР}$. Это необходимо для сокращения продолжительности перерыва питания потребителей и обеспечения самозапуска электродвигателей. Минимальное время $t_{АВР}$определяется необходимостью исключить срабатывания УАВР при коротких замыканиях на элементах сети, связанных с рабочим источником питания, если при этом напряжение на резервируемых шинах станет ниже напряжения срабатывания устройства АВР. Эти повреждения отключаются быстродействующими защитами поврежденных элементов. При выборе выдержки времени необходимо также согласовывать действие УАВР с действием УАПВ и с действием других устройств АВР, расположенных ближе к рабочему источнику питания.

3. Обладать однократностью действия, что необходимо для предотвращения многократного включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание.

4. Обеспечивать вместе с защитой быстрое отключение резервного источника питания и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин и тем самым сохранять их нормальную работу. Для этого предусматривается ускорение защиты после АВР.

5. Не допускать опасных несинхронных включений синхронных электродвигателей и перегрузок оборудования.

На стороне ВН устройство АВР должно подключать резервный источник питания при исчезновении напряжения на шинах рабочего источника по любой причине. Это устройство АВР включает в сеть линию 110 кВ, присоединенную к включаемому выключателю . Предусматривается, что устройство АВР воздушных линий работает совместно с АПВ питающих подстанций.

УАВР должно контролировать наличие напряжения на резервном источнике, отключенное состояние рабочего источника и быть отстроенным от максимальных токовых защит по времени.

Схема устройства АВР выключателей с электромагнитными приводами приведена на рис. 10.1. Пусковой орган УАВР содержит минимальные реле напряжения KV1, KV3 и максимальное реле напряжения KV2. Выдержку времени $t_{авр1}$ создаёт реле времени КТ. Однократность действия обеспечивается промежуточным реле KLT, имеющим при возврате выдержку времени $t_{авр2}$. В нормальном режиме выключатель Q4 и Q5 (рис.1.6) включён, а выключатель Q6 отключён. На шинах и на вводах от Т1 и Т2 имеется напряжение. Контакты минимальных реле напряжения KV1 и KV3 разомкнуты, а контакт максимального реле напряжения KV2 замкнут. Вспомогательные контакты Q4.1 и Q4.2 выключателя Q4 замкнуты, а вспомогательный контакт Q4.3 разомкнут. При этом реле KLT находится в возбуждённом состоянии и его контакты KLT.1 и KLT.2 замкнуты. Вспомогательный контакт Q6.1 выключателя Q6 замкнут; цепь электромагнита включения УАС2 подготовлена.

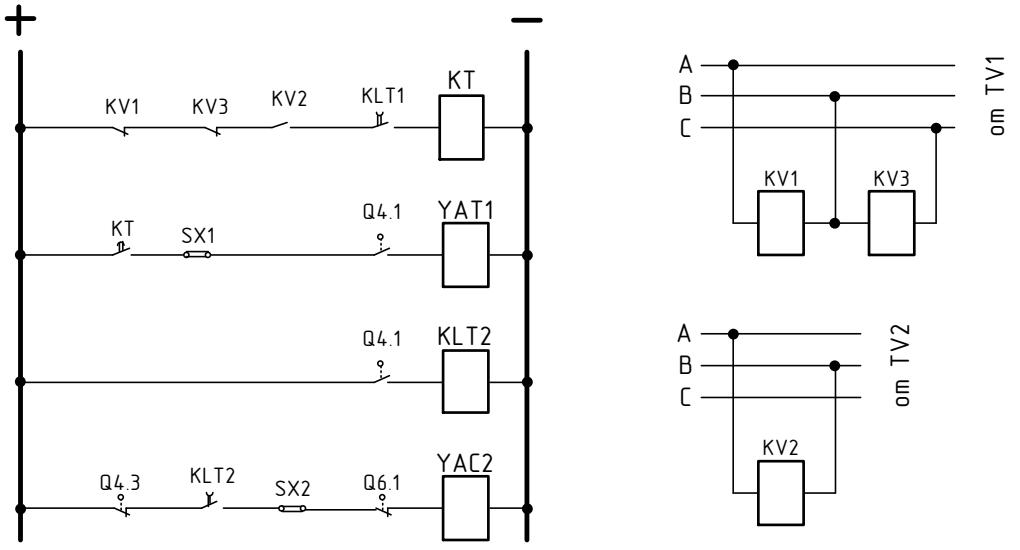


Рисунок 10.1– Схема устройства АВР выключателей с электромагнитными приводами

Устройство АВР действует следующим образом. При исчезновении напряжения на шинах подстанции срабатывают реле KV1 и KV3, их контакты в цепи реле времени КТ замыкаются. Если на вводах имеется напряжение, то реле KV2 находится в состоянии после срабатывания, его контакт замкнут. Реле времени КТ приходит в действие и по истечении времени $t_{авр1}$ замыкает контакт в цепи электромагнита отключения YAT1, выключатель Q4 отключается, при этом его вспомогательные контакты Q4.1 и Q4.2 размыкаются, а Q4.3 в цепи электромагнита включения YAC2 замыкается, производя включение выключателя Q6. Если включение происходит на повреждённые шины, то защита выключателя (на схеме не показана) с ускорением после действия УАВР отключает его. Повторного включения не последует, так как к этому времени реле KLT размыкает свои контакты KLT.1 и KLT.2.

10.3.2 Автоматическое повторное включение

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.

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) 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.

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.

Предусматривается АПВ шин среднего напряжения с пуском от несоответствия положения выключателя с положением ключа управления и запретом АПВ при работе защит трансформатора от внутренних повреждений.

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.

Схема устройства АПВ на выпрямленном оперативном токе представлена на рис. 10.2.

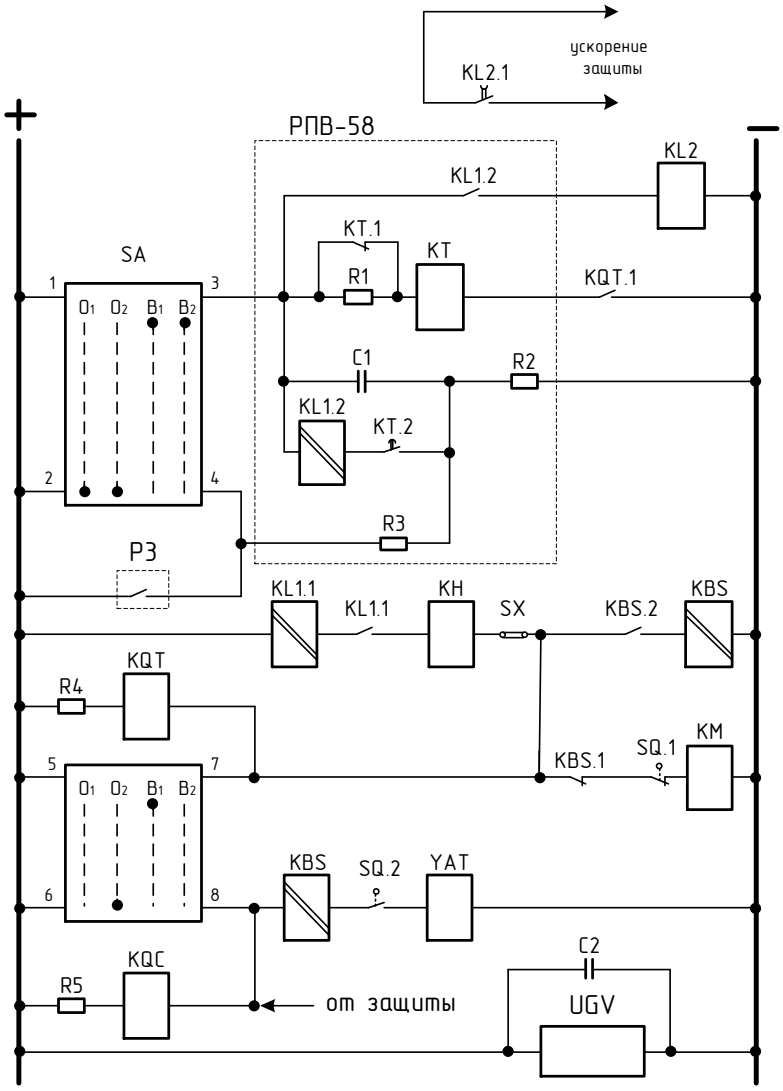


Рисунок 10.2– Схема устройства АПВ на выпрямленном оперативном токе

В комплектное реле входят:

Реле времени КТ, создающие выдержку времени $t_{авр1}$ от момента пуска устройства АПВ до замыкания цепи контактора включения выключателя; промежуточное реле KL1 с двумя обмотками – обмоткой тока KL1.1 (последовательной) и обмоткой напряжения KL1.2; реле при срабатывании замыкает цепь включения выключателя;

Конденсатор С1, в результате разряда которого срабатывает реле KL1 и обеспечивается однократность действия УАПВ;

Резисторы: R1, обеспечивающий термическую стойкость реле времени; R2, ограничивающий скорость разряда конденсатора С1; R3, разряжающий конденсатор С1 при срабатывании устройств защиты, после действия которых не должно происходить АПВ, и при отключении выключателя ключом управления SA (запрет АПВ);

Питание электромагнита отключения YAT выключателя используется предварительно заряженный конденсатор С2 блока питания и заряда UGV. В схему введено промежуточное реле KL2 для разделения оперативных цепей электромагнита отключения и реле РПВ-58.

Схема действует следующим образом. Приотключение выключателя по любой причине вследствие замыкания его вспомогательного контакта Q.1 срабатывает реле положения выключателя KQT и замыкает свой контакт KQT.1 в цепи пуска устройства АПВ. Если отключение произошло не от ключа управления SA, то он остается во включенном положении, а его контакт SA.1 замкнут. Таким образом фиксируется несоответствие ключа управления и выключателя, необходимое для пуска реле времени КТ. Его контакт КТ.1, размыкаясь без выдержки времени, включает резистор R1, обеспечивая термическую стойкость реле, а контакт КТ.2 с заданной выдержкой времени подключает обмотку KL1.2 промежуточного реле к конденсатору С1. Вследствие разряда конденсатора реле KL1 срабатывает и замыкает контакт KL1.1 в цепи контактора включения выключателя КМ, в которую включена последовательная обмотка KL1.1 реле. Она удерживает реле KL1 в возбужденном состоянии до полного включения выключателя. При успешном АПВ выключатель остается во включенном положении. Действие устройства АПВ фиксируется указательным реле КН.

Схема становится готовой к новому повторному действию после заряда конденсатора С1. При этом обеспечивается однократность действия УАПВ, так как конденсатор заряжается только при включенном положении выключателя. Включения выключателя при неуспешном АПВ не происходит.

11 Заземление и защита от перенапряжения

11.1 Расчет заземления

На подстанциях заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции распределительных устройств, металлические корпуса кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, металлические конструкции зданий и сооружений.

В данном случае естественных заземлителей нет.

Определим расчетную длительность воздействия однофазного КЗ, с:

$$t = t_{РЗ} + t_{ОВ} = 0{,}12 + 0{,}08 = 0{,}2, \quad (11.1)$$

где $t_{ОВ}$ - общее время отключения выключателя, $t_{ОВ} = 0{,}08c$; $t_{РЗ}$ - время действия релейной защиты, $t_{РЗ} = 0{,}12c$.

С учетом длительности воздействия, по стр. 596 [2] находим наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 400В$.

В реальных условиях удельное сопротивление грунта неодинаково по глубине. В расчетах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний толщиной h с удельным сопротивлением ρ_1, нижний с удельным сопротивлением ρ_2. Величины ρ_1, ρ_2, h определяются на основе замеров. По табл. 7.3. стр. 592 [2] принимаем $\rho_1 = 500Ом \cdot м; \rho_2 = 60Ом \cdot м; h = 2м.$

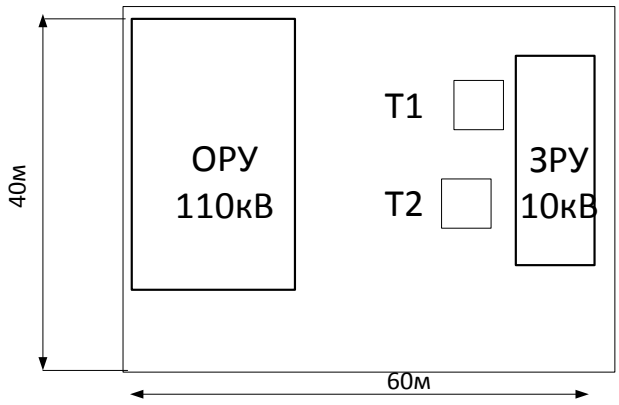


Рисунок 11.1– План подстанции

Определим коэффициент прикосновения:

$$K_{П} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{L_{В} \cdot L_{Г}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \qquad (11.2)$$

где М - параметр, зависящий от отношения ρ_1 / ρ_2 ; из стр. 598 [2] М = 0,806 при ρ_1 / ρ_2 = 500/60 = 8,3; S - площадь РУ 2400 м^2, занимаемая подстанцией

$L_В$ - длина вертикальных заземлителей, $L_В$= 5 м; $L_Г$ - суммарная длина всех горизонтальных заземлителей, определяется по плану подстанции, $L_Г$ =800 м; а — расстояние между вертикальными заземлителями, а = 6 м; β - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_{с}} = \frac{1000}{1000 + 1{,}5 \cdot 500} = 0{,}57, \qquad (11.3)$$

где $R_ч$=1000 Ом, $R_с$=1,5$\cdot\rho_1$.

Коэффициент прикосновения равен:

$$K_{П} = \frac{0{,}806 \cdot 0{,}57}{\left(\frac{800}{6 \cdot \sqrt{4800}}\right)^{0,45}} = 0{,}791 \qquad (11.4)$$

Определяем напряжение на заземлителе, В:

$$U_{З} = \frac{U_{пр.доп}}{K_{П}} = \frac{400}{0{,}1} = 4000, \; . \qquad (11.5)$$

что соответствует условию $U_З < 10кВ$.

$$R_3 \le \frac{U_3}{I_3} = \frac{4000}{1507,5} = 2,65$$ (11.6)

Допустимое сопротивление заземляющего устройства можно определить по выражения, Ом:

где Iз, - ток, стекающий с заземлителя при однофазном КЗ на землю, кА:

$$I_3 = (0,4 \div 0,6) \cdot I_{\Pi 0}^{(1)} = 0,5 \cdot 3,015 = 1,5075$$ (11.7)

Для дальнейшего расчета реальное заземляющее устройство подстанции преобразуем в квадратную модель (рис.11.2). Замена производится из условия равенства площадей реального заземляющего устройства и его модели.

Длина сторон модели определяется из следующего выражения, м:

$$\sqrt{S} = \sqrt{60 \cdot 40} = 48,98 \approx 49.$$ (11.8)

Определим число ячеек по стороне квадрата, шт:

$$m = \frac{L_\Gamma}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{800}{2 \cdot 49} - 1 = 7,15$$ (11.9)

принимаем m = 7.

Длина полос в расчетной модели, м:

$$L_\Gamma = 2\sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot 49 \cdot (7+1) = 784.$$ (11.10)

Длина сторон ячейки, м:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{49}{7} = 7.$$ (11.11)

Число вертикальных заземлителей по периметру контура, шт:

$$n = \frac{4\sqrt{S}}{a / \mathrm{L}_в \mathrm{L}_в} = \frac{4 \cdot 49}{6} = 32.$$ (11.12)

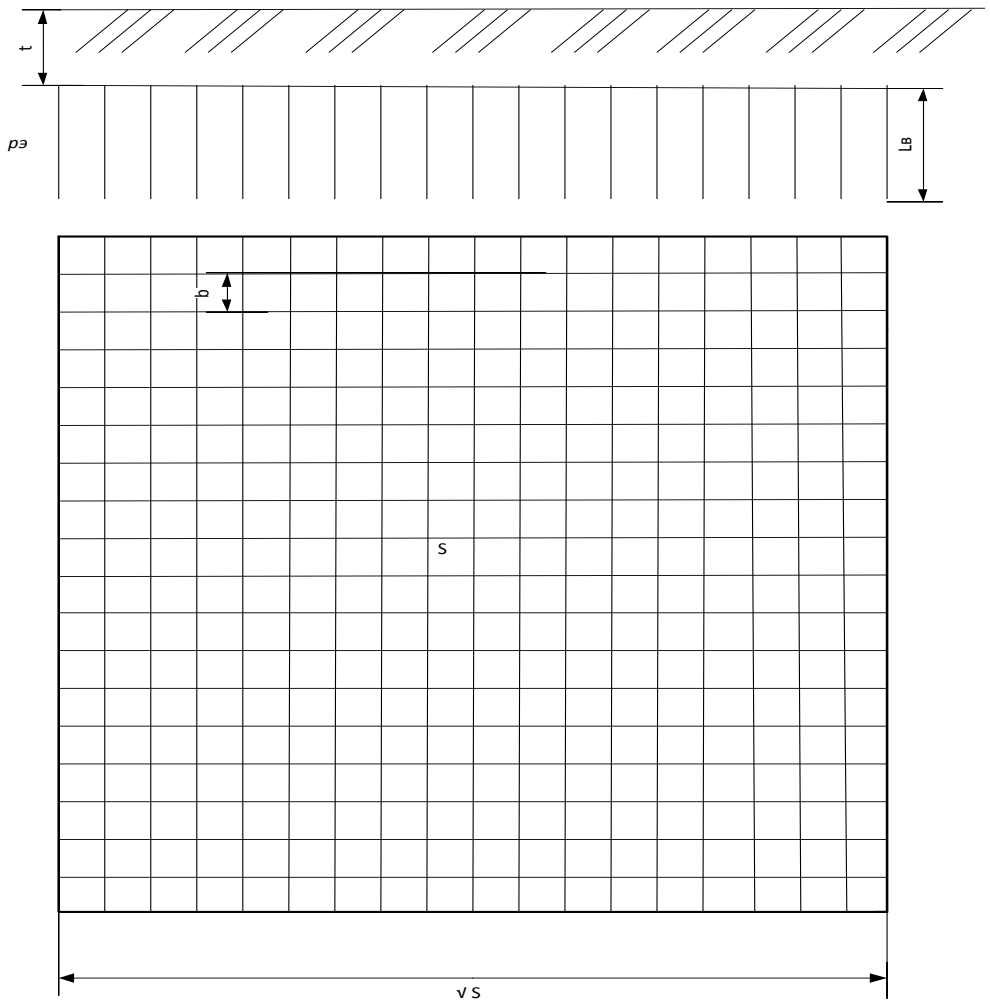


Рисунок 11.2 – Расчетная модель заземляющего устройства.

Общая длина вертикальных заземлителей, м:

$$L_в = L_в \cdot n_в = 5 \cdot 32 = 160. \quad (11.13)$$

Относительная глубина при t = 0,7:

$$\frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0.7}{49} = 0{,}116, \quad (11.14)$$

тогда при $0 \le \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} \le 1$ находим величину А:

$$A = 0{,}444 - 0{,}84 \cdot \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = 0{,}444 - 0{,}84 \cdot 0{,}116 = 0{,}424. \quad (11.15)$$

По табл. 7.6. [2] для условий:

$$\rho_1 / \rho_2 = 8.3; a / L_B = 1,2; \frac{h-t}{L_B} = \frac{2-0.7}{5} = 0.26, \quad (11.16)$$

находим $\rho_Э / \rho_2 = 1,4,$ тогда, Ом·м:

$$\rho_Э = 1,4\rho_2 = 1,4 \cdot 60 = 84. \quad (11.17)$$

Найдем общее сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_З = A\frac{\rho_Э}{\sqrt{S}} + A\frac{\rho_Э}{L_Г + L_B} = 0.424 \cdot \frac{84}{49} + 0.424 \cdot \frac{84}{800+135} = 0.165. \quad (11.18)$$

Общее сопротивление заземлителя должно быть меньше допустимого, Ом:

$$R_З \le R_{З.доп.} \quad 0,165Ом \le 2,68. \quad (11.19)$$

Найдем напряжение прикосновения, В:

$$U_{пр} = K_П I_З R_З = 0.1 \cdot 1493 \cdot 0.165 = 22 \quad (11.20)$$

что меньше допустимого 400 В.

11.2 Расчет молниезащиты

Молниезащитная система (МЗС) – это комплекс защитных мероприятий, предназначенный для обеспечения надежной работы оборудования, безопасности людей, сохранности зданий с сооружений при грозовых воздействиях.

Комплекс средств молниезащиты зданий и сооружений включает в себя: внешнюю МЗС – устройства защиты от прямых ударов молнии (ПУМ) и внутреннюю – устройства защиты от вторичных воздействий молнии (ограничивающие воздействия электромагнитных полей на защищаемые объекты и предотвращающие искрения внутри них).

На ОРУ – 110 кВ и выше, как правило, молниеотводы устанавливают на линейные, трансформаторные и другие порталы. Однако необходимо учитывать следующие ограничения.

Молниезащитная система (МЗС) – это комплекс защитных мероприятий, предназначенный для обеспечения надежной работы оборудования, безопасности людей, сохранности зданий с сооружений при грозовых воздействиях.

Комплекс средств молниезащиты зданий и сооружений включает в себя: внешнюю МЗС – устройства защиты от прямых ударов молнии (ПУМ) и внутреннюю – устройства защиты от вторичных воздействий молнии (ограничивающие воздействия электромагнитных полей на защищаемые объекты и предотвращающие искрения внутри них).

На ОРУ – 110 кВ и выше, как правило, молниеотводы устанавливают на линейные, трансформаторные и другие порталы. Однако необходимо учитывать следующие ограничения.

Обычные – это жилые, административные и промышленные строения, а также здания и сооружения высотой не более 60 м.

Специальные – это объекты, представляющие опасность для непосредственного окружения, для социальной и физической окружающей среды, а также строения высотой более 60 м.

Для специальных объектов минимально допустимый уровень надежности защиты от ПУМ устанавливается в пределах 0.9–0.999 в зависимости от степени их общественной значимости и тяжести ожидаемых последствий от ПУМ.

Электрические станции и подстанции по [1] относятся к специальным объектам и по отраслевому руководящему документу РД 153 – 34.3 – 35.125 – 99, вероятность защиты этих объектов должна быть не менее 0.995 [2].

Защита оборудования открытых распределительных устройств (ОРУ) обеспечивается стержневыми и тросовыми молниеотводами. Последние в основном используются для защиты ошиновки очень большой протяженности.

Стержневые молниеотводы выполняют в виде вертикальных металлических стержней (молниеприемников), возвышающихся над защищаемыми объектами, соединенных с заземлителем. Минимальные сечения молниеприемников: для стали – 50 мм², алюминия – 70 мм² и меди – 35 мм² [1].

Защитное действие молниеотводов связано с избирательной поражаемостью молнией высоких объектов. Зоной защиты молниеотвода называют пространство вокруг молниеотвода заданной геометрии,

отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком размещенный в его объеме, не превышает заданной величины.

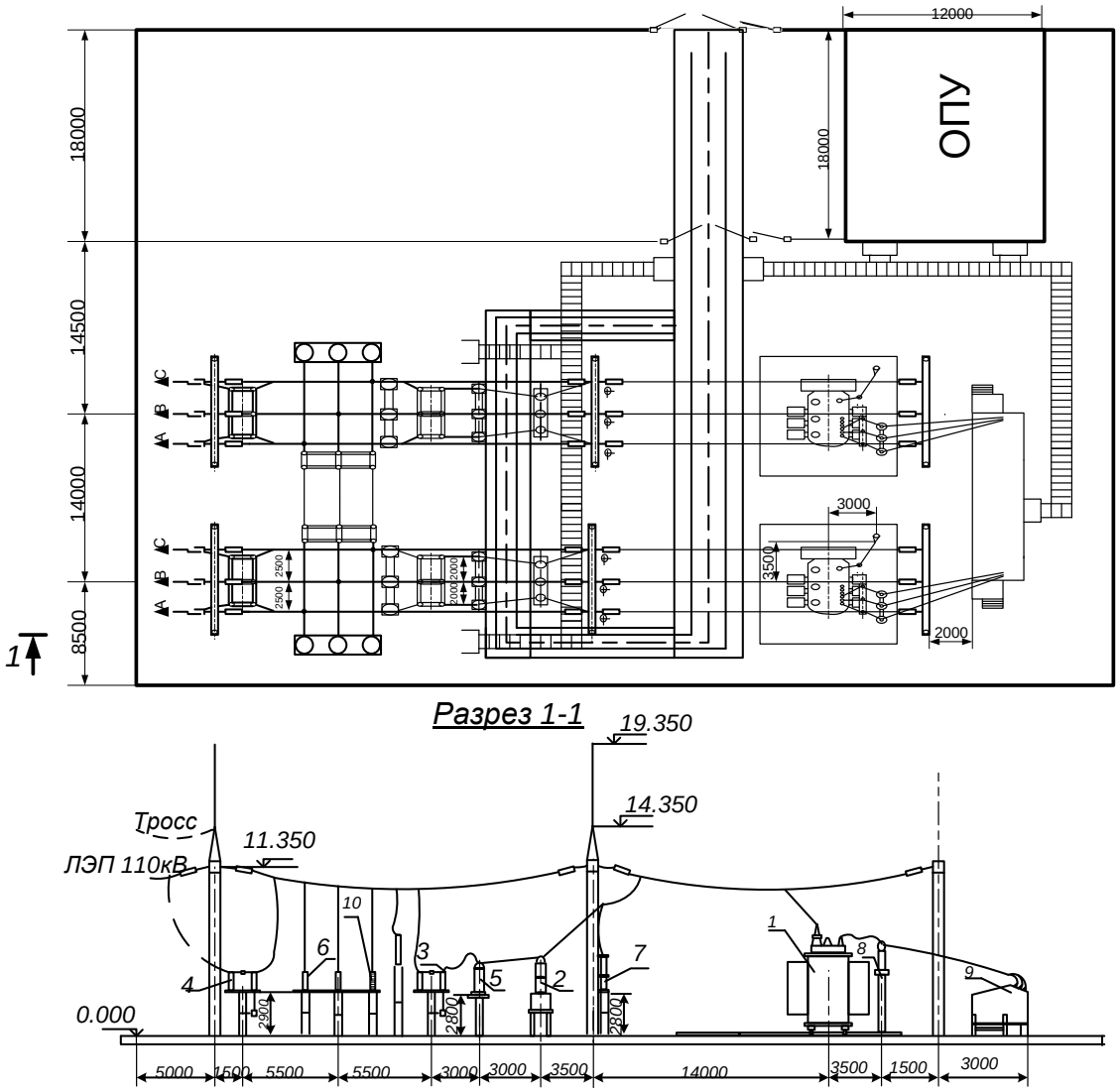


Рисунок 11.3 – ОРУ 110кВ

наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молний это гибкие шины на высоте h_x=11,5 м.

$$r_x = \frac{r_x(h_0 - h_x)}{h_0} \qquad (11.21)$$

Ориентировочно выбирают места установки молниеотводов на порталах

Выбирают наибольший прямоугольник, образованный точками установки молниеотводов

Определяют по размерам этого прямоугольника диагональ определяют предельную высоту молниеотвода h_n,м:

$$h_{\text{п}} = L_c/2{,}25, \qquad (11.22)$$

$$h_{\text{п}} = 31/13{,}77$$

где $L_c = L$,

обеспечивающую отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними $L_{1\text{-}4}$, для вероятности защиты $P_з$=0.995 [2].

$$L_{1-4} = 31\text{м}$$

Принимая высоту молниеотвода $h=hn$ определяем параметры конуса защиты одиночного стержневого молниеотвода ho и ro. м :

$$h_0 = 0{,}72 \times h, \qquad (11.23)$$

$$h_0 = 0{,}72 \times 21{,}5 = 15{,}48$$

$$\mathrm{r}_0 = 0{,}7 \times \mathrm{h}, \qquad (11.24)$$

$$\mathrm{r}_0 = 0{,}7 \times 21{,}5 = 15{,}05.$$

Находим радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте h_x , м:

$$\mathrm{r_x} = \frac{\mathrm{r_x}(\mathrm{h_0} - \mathrm{h_x})}{\mathrm{h_0}}, \qquad (11.25)$$

$$\mathrm{r_x} = \frac{\mathrm{r_x}(15{,}48 - 11{,}5)}{15{,}48} = 3{,}86.$$

Строим сечения зон защиты на высоте h_x для рассматриваемых молниеотводов

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода, либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжения доходят до подстанции и могут вызвать повреждение изоляции.

Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

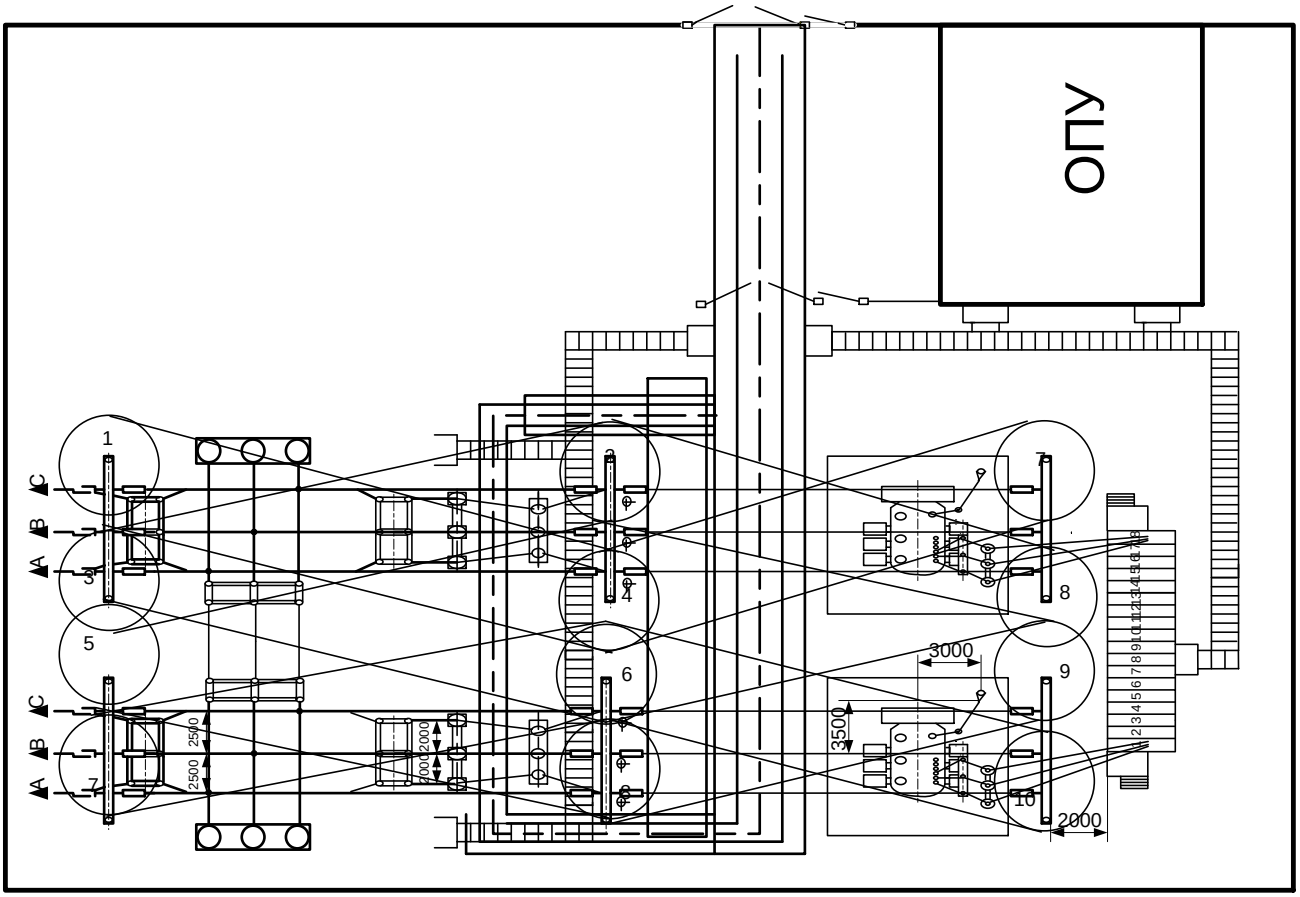


Рисунок11.4 – Расположение и зона защиты молниеотводами

12 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта были рассмотрены следующие вопросы:

– Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения;

– смета затрат на строительство схемы электроснабжения;

– калькуляция себестоимости электроэнергии на промышленных предприятиях;

– технико-экономические показатели системы электроснабжения

Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения проводилось на основе критерия обоснованных (приведенных) затрат и рассмотрено в 5 разделе пояснительной записки. Расчеты показали, что наиболее оптимальным является вариант 110кВ.

12.1 Смета затрат

Сметную стоимость элементов проектируемого объекта необходимо определять на основе “Укрупненных сметных норм” (УСН), которые в настоящее время разработаны для многих элементов систем электроснабжения.

В смете определяем стоимость оборудования, стоимость монтажа и строительных работ с учетом единиц установленного оборудования:

$$К_{об} = К_{об}^{ед} \cdot n, \qquad (12.1)$$

где$К_{об}$– сметная стоимость оборудования, тыс. руб.;
$К_{об}^{ед}$ – стоимость единицы оборудования, тыс. руб.;
n – число единиц устанавливаемого оборудования.

При использовании справочных данных вводим повышающий коэффициент, учитывающий темпы инфляции в экономике страны за прошедшие годы:

$$Ц = Ц_{б} \cdot I, \qquad (12.2)$$

где $Ц$ – цена оборудования на текущий год;
$Ц_{б}$ – базовая цена (взятая из справочной литературы);
I – индекс инфляции, учитывающий изменение цен на электрооборудование , за прошедший период.

Аналогично производим расчет сметной стоимости монтажных и строительных работ.

Полученные результаты корректируем с учетом территориального коэффициента

по строительным работам:

$$К^{Т}_{стр} = \sum К_{стр} \cdot K_{тер}. \quad (12.3)$$

по монтажным работам:

$$К^{Т}_{м.р} = \sum К_{м.р} \cdot K_{тер}. \quad (12.4)$$

по оборудованию:

$$К^{Т}_{об} = \sum К_{об} \cdot K_{тер}. \quad (12.5)$$

где $К^{Т}_{стр}$, $К^{Т}_{м.р}$, $К^{Т}_{об}$ − стоимость строительных монтажных работ и оборудования с учетом территориальных коэффициентов;

$K_{тер}$− территориальный коэффициент.

Территориальные коэффициенты к сметной стоимости (по Красноярскому краю):

– для строительных работ – 1,41;

– для монтажных работ – 1,21;

– для оборудования – 1,07;

– к полной стоимости (строительно-монтажных работ и прочих) – 1,19 (если расчёт ведётся по общей сметной стоимости оборудования).

Расчет прочих затрат в составе общей сметной стоимости оборудования производим от суммарной стоимости строительно-монтажных работ по формуле:

$$К_{пр} = \left(\sum К_{стр} + \sum К_{м.р}\right) \cdot \frac{П_{пр}}{100}, \quad (12.6)$$

где $П_{пр}$ – прочие затраты.

Значения $П_{пр}$ (в процентах) в зависимости от уровня напряжения принимаем:

– для 0,4 кВ составляет 30%;

– для 6-10 кВ составляет 27%;

– для 35 кВ составляет 25,8%;

– для 110 кВ составляет 24,7%;

– для 220 кВ составляет 16,9%.

По каждому уровню напряжения находим общую сметную стоимость:

$$К^{i}_{общ} = К^{i}_{об} + К^{i}_{стр} + К^{i}_{м.р} + К^{i}_{пр}, \quad (12.7)$$

где$К_{общ}^{i}$ − общая сметная стоимость оборудования *i*-го напряжения.

Определяем общую сметную стоимость установленного оборудования всех уровней напряжения по формуле:

$$К_{общ}^{об} = \sum_{i=1}^{n} К_{общ}^{i}. \quad (12.8)$$

Во втором разделе сметы проводим расчет стоимость кабельных линий:

$$К_{кл} = К_{кл}^{ед} \cdot L, \quad (12.9)$$

где$К_{кл}$ − сметная стоимость КЛ, тыс. руб.;
$К_{кл}^{ед}$ − стоимость 1 км кабельных линий, тыс. руб./км;
L– длина кабельных линий, км.

Также рассчитываем стоимость прокладки КЛ. Расчеты проводим для каждой марки КЛ. Затем суммарную сметную стоимость КЛ и стоимость ее прокладки корректируем с учетом территориально коэффициента

для КЛ:

$$К_{кл}^{Т} = \sum К_{кл} \cdot K_{тер}, \quad (12.10)$$

где$К_{кл}^{Т}$ − стоимость КЛ с учетом территориального коэффициента;
$\sum К_{кл}$ − суммарная стоимость КЛ;
$K_{тер}$ − территориальный коэффициент;

стоимость прокладки в траншеях КЛ:

$$К_{тр}^{Т} = \sum К_{тр} \cdot K_{тер}, \quad (12.11)$$

где $К_{тр}^{Т}$ − стоимость прокладки с учетом территориального коэффициента;
$\sum К_{тр}$ − суммарная стоимость прокладки.

Территориальный коэффициент к сметной стоимости (по Красноярскому краю):

– для прокладки линий – 1,09;

– для линий – 1,07;

– к полной стоимости – 1,08 (если расчёт ведётся по общей сметной стоимости КЛ в графе 8).

Непредвиденные затраты принимаем в размере 5 % от стоимости КЛ и её прокладки.

Находим общую сметную стоимость КЛ:

$$К_{общ}^{кл} = К_{кл}^{Т} + К_{тр}^{Т} + \frac{5}{100} \cdot \left(К_{кл}^{Т} + К_{тр}^{Т}\right). \quad (12.12)$$

Сметная стоимость всей схемы электроснабжения:

$$К_{общ} = К_{общ}^{об} + К_{общ}^{кл}. \quad (12.13)$$

Для определения стоимости модернизация системы электроснабжения машиностроительного завода составлена смета, включающей в себя затраты на приобретение оборудования и приспособлений, на строительные и монтажные работы с учетом территориальных коэффициентов.

Коэффициент удорожания принимаем 196,6

Смета на модернизацию системы электроснабжения машиностроительного завода

Сметная стоимость 182665,66тыс. руб.
Смета составлена в ценах 2016 г.

п/п	Наименование прейскуранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная стоимость, тыс. руб.
			Строительных работ	Монтажных работ	Оборудования	Прочих затрат	
1	2	3	4	5	6	7	8
ОБОРУДОВАНИЕ 110 кВ							
1	[12]	Трансформатор ТД-25000/110 2·6,4·196,6= 2516,5 2·5,8·196,6= 2280,6 2·47·196,6= 18480,4	2516,5	2280,6	18480,4		
2	[12]	Разъеденители 110 кВ 8·2,2·196,6= 3460,2 8·1,3·196,6= 2044,6 8·3,85·196,6= 6055,3	3460,2	2044,6	6055,3		
3	[12]	Выключатели 110 кВ 4·1,96·196,6= 1541,3 4·2,38·196,6= 1871,6 4·11,24·196,6= 8839,1	1541,3	1871,6	6133,9		
4	ИТОГО		7518,0	6196,8	30669,6		
5	Всего с учетом территориального коэффициента 7518,0·1,41 = 10600,4 6196,8·1,21 = 7498,1 46495,9·1,07 = 32816,5 Прочие затраты (10600,4+ 7498,1)× ×0,247 = 4470		10600,4	7498,1	32816,5	4470	55385,00
ОБОРУДОВАНИЕ 10 кВ							
6	[12]	Ячейки КРУН 22·0,47·196,6= 2032,84 22·0,58·196,6= 2508,62 22·1,95·196,6= 8434,14	2032,84	2508,62	8434,14		
7	[12]	трансформаторы напряжения 2·0,41·196,6= 161,21 2·0,74·196,6= 290,97 2·3,93·196,6= 1545,28	161,21	290,97	1545,28		

Продолжение таблицы – Смета

8	[12]	Трансформаторы тока 10кВ 66·0,05·196,6= 648,78 66·0,315·196,6= 4087,31 66·0,46·196,6= 5968,78	648,78	4087,31	5968,78		
9	[12]	Цеховые трансформаторы1000, 630 кВА 6·1,67·196,6= 1969,93 6·0,31·196,6= 365,68 6·3,36·196,6= 3963,46	1969,93	365,68	3963,46		
10	[12]	Цеховые трансформаторы 1600 кВА 19·1,67·196,6= 6238,12 19·0,31·196,6= 1157,97 19·3,36·196,6= 20544,70	6238,12	1157,97	20544,70		
11	[12]	Цеховые трансформаторы 2500 кВА 4·1,67·196,6= 1313,29 4·0,31·196,6= 243,78 4·2,74·196,6= 5504,80	1313,29	243,78	5504,80		
12	ИТОГО		12364,17	8654,33	45961,16		
13	Всего с учетом территориального коэффициента 12364,17·1,41 = 17433,48 8654,33·1,21 = 10471,74 45961,16·1,07 = 49178,44 Прочие затраты (17433,48+ 10471,74)× ×0,27 = 7534		17433,48	10471,74	49178,44	7534	84617,66
ОБОРУДОВАНИЕ 0,4 кВ							
14	[12]	автоматические выключатели 0,4кВ 38·0,25·196,6=1867,7 38·0,3·196,6= 2241,24 38·0,65·196,6=4856,02	1867,7	2241,24	4856,02		
15	[12]	Пункты учета Эл. Энергии 8·0,25·196,6= 393,2 8·0,5·196,6= 786,4 8·0,95·196,6= 1494,16	393,2	786,4	1494,16		
16	[12]	Вводно распределительные устройства 8·0,5·196,6=786,4 8·0,76·196,6=1195,328 8·1,8·196,6=2831,04	786,4	1195,328	2831,04		
17	ИТОГО		3047,30	4222,97	9181,22		

Продолжение таблицы – Смета

18	ИТОГО Всего с учетом территориального коэффициента 3047,30·1,41 = 4296,69 4222,97·1,21 = 5109,79 9181,22·1,07 = 9823,91 Прочие затраты (4296,69+ 5109,79)× ×0,3 = 2821,9		4296,69	5109,79	9823,91	2821,9	22052
	КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ						
19	[12]	кабельные линии 10кВ 4,5·1,96·196,6= 1734,01 4,5·7,15·196,6= 6325,61		1734,01	6325,61		
20	[12]	кабельные линии 0,4кВ 7,4·1,56·196,6= 2269,55 7,4·5,15·196,6= 7492,43		2269,55	7492,43		
21	ИТОГО			4003,56	13818,04		
22	ИТОГО Всего с учетом территориального коэффициента 4003,56·1,41 = 4844,31 13818,04·1,07 = 14785,30 Прочие затраты (4844,31+ 14785,30)×0,05 = 981,48			4844,31	14785,30	981,48	20611
23	Итого по смете: 72319+84617,66+ + 22052+20611= =182665,66 тыс. руб.					182665,66	

12.2 Издержки по эксплуатации электрохозяйства

Издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства ($И_с$) определяются как сумма расходов на заработную плату и социальные нужды ($И_{зп,\ сн}$), расходы на ремонт ($И_{рем}$), расходы на амортизацию ($И_а$) и прочие расходы ($И_{пр}$):

$$И_с = И_{зп,\ сн} + И_{рем} + И_а + И_{пр}$$

12.2.1 Расходы на заработную плату и социальные нужды

Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства включают затраты на обслуживание электроаппаратуры ГПП предприятия, внутризаводских электрических сетей, распредустройств 6–10 кВ с высоковольтным потребителем и цеховых трансформаторных подстанций.

Для расчета заработной платы необходимо определить численность работающих. Численность определяется на основе трудоемкости. В таблице 2.2 приведен расчет среднегодовой трудоемкости.

Определим численность эксплуатационного и оперативного персонала, персонала по межремонтному (техническому) обслуживанию, человек

$$ч_э = \frac{\sum Т_{К.С.Т.Р} \cdot К}{Н_{М(Т)О}} = \frac{27699 \times 2}{1000 \times 0{,}8} \approx 69{,}2\ , \qquad (12.14)$$

где $\sum T_{К.С.Т.Р}$ – суммарная годовая трудоемкость капитальных, средних и текущих ремонтов, К – коэффициент сменности,

$H_{М(Т)0}$ – норма технического обслуживания на одного рабочего.

Списочный состав эксплуатационных рабочих, чел:

$$ч_с = ч_э \cdot К_{яв}, \qquad (12.15)$$

где $К_{яв}$ – коэффициент приведения явочного состава рабочих к списочному.

$$ч_с = 69{,}2 \cdot 1{,}1 \approx 76$$

Таблица 12.2 – Расчет среднегодовой трудоемкости

Оборудование и кабельные линии	Количество единиц оборудования (на 1000 м)	Норма трудоемкости			Итого
		К	С	Т	
трехобмоточные трансформаторы 25000 КВА	2	315	114	240	1338
Разъеденители перемычки	8	60	76	35	1368
выключатели 110 кВ	4	145	112	110	1468
ячейки 10кВ с выключателями	20	50	30	50	2600
цеховые трансформаторы 630ква	6	110	90	75	1650
цеховые трансформаторы 1000ква	19	220	90	175	9215
цеховые трансформаторы 2500ква	4	90	60	57	828
Трансформаторы напряжения трехфазные 10 кВ	2	125	30	15	340
Трансформаторы тока 10 кВ	66	12	35		3102
Выключатели 0,4 кВ	38	30	20	0	1900
Кабельные линии 10 кВ	4,5	100	80	20	900
Кабельные линии 0,4 кВ	7,4	70	50	10	962
шкафы распределительные ЩО-70	8	100	86	35	1768
Итого					27699

Тарифный фонд заработной платы, тыс. руб:

$$ЗП_Т^Э = С_Т^Э \cdot ч_с \cdot 1880, \quad (12.16)$$

$$ЗП_Т^Э = 68{,}42 \cdot 76 \cdot 1880 = 9775{,}8$$

где $C_T^{Э}$ – Тарифная ставка эксплуатационных рабочих при повременной оплате 68,42, руб/час; 1880 – действительный годовой фонд времени одного рабочего.

Для получения годового фонда заработной платы необходимо тарифный фонд увеличить, учитывая доплаты, относящиеся к часовому, дневному и годовому фондам:

- премии (25 %), тыс. руб:

$$П = 0{,}25 \cdot ЗП_Т^Э ; \quad (12.17)$$

$$П = 0{,}25 \cdot 9775{,}8 = 2444{,}0;$$

-районный коэффициент с северной надбавкой (50 %), тыс. руб:

$$РК = 0{,}5 \cdot ЗП_Т^Э, \quad (12.18)$$

$$РК = 0{,}5 \cdot 9775{,}8 = 4887{,}9;$$

- ночные часы (4,7 % от тарифного фонда), тыс. руб:

$$НЧ = 0{,}047 \cdot ЗП_Т^Э \quad (12.19)$$

$$НЧ = 0{,}047 \cdot 9775{,}8 = 459{,}5.$$

- праздничные дни (оплата производится в двойном размере, количество праздничных дней в году составляет 3 %, а количество персонала, работающего в эти дни, принимаем 50 %), тыс. руб :

$$Пр = 2 \cdot С_Т^Э \cdot 0{,}5 \cdot ч_э \cdot 0{,}03 \cdot 1880; \quad (12.20)$$

$$Пр = 2 \cdot 68{,}42 \cdot 0{,}5 \cdot 76 \cdot 0{,}03 \cdot 1880 = 293{,}3$$

- определяется дневной фонд заработной платы, тыс. руб :

$$ДФЗП = ЗП_Т^Э + П + РК + НЧ + Пр \quad (12.21)$$

$$ДФЗП = 9775{,}8 + 2444{,}0 + 4887{,}9 + 459{,}5 + 293{,}3 = 17860{,}5$$

- отпуска и выполнение государственных обязанностей (7,5 % от дневного фонда заработной платы), тыс. руб:

$$ОТП = 0{,}075 \cdot ДФЗП \quad (12.22)$$

$$ОТП = 0{,}075 \cdot 17860{,}5 = 1339{,}5$$

- начисления на социальные нужды (30 % от основной и дополнительной заработной платы), тыс. руб :

$$СН = 0{,}30 \cdot (ДФЗП + ОТП) \quad (12.23)$$

$$СН = 0{,}30 \cdot (17860{,}5 + 916{,}5) = 5760{,}0.$$

Годовой фонд заработной платы составит, тыс. руб :

$$ГФЗП = ДФЗП + ОТП + СН \quad (12.24)$$

$$ГФЗП = 17860{,}5 + 1339{,}5 + 5760{,}0 = 24960{,}0\ .$$

Таблица 12.3 – Фонд заработной платы эксплуатационных рабочих

Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
1 Тарифный фонд	9775,8
2 Премии	2444,0
3 Районный коэффициент, северные надбавки	4887,9
4 Ночные часы	459,5
5 Праздничные дни	293,3
6 Дневной фонд заработной платы	17860,5
7 Отпуска и выполнение государственных обязанностей	1339,5
8 Начисления на социальные нужды	5760,0
9 Годовой фонд заработной платы	24960,0

12.2.2 Затраты на ремонт

Затраты на ремонт включают основную и дополнительную заработную плату ремонтного персонала ГФЗПр, стоимость материальных ресурсов на ремонтные нужды ЗМ и цеховые расходы ЦР.

$$ЗП_{Т}^{Р} = С_{Т}^{Р} \cdot \sum Т_{К.С.Т.Р} \quad (12.25)$$

где $C_T^{\ P}$ – средняя тарифная ставка ремонтного персонала, 78,69 руб/ч.

$$ЗП_{Т}^{Р} = 78{,}69 \cdot 27699 = 2179{,}6.$$

Для получения годового фонда заработной платы необходимо тарифный фонд увеличить, учитывая доплаты, относящиеся к часовому, дневному и годовому фондам:

- премии (25 %), тыс. руб:

$$П = 0{,}25 \cdot ЗП_{Т}^{Р} \quad (12.26)$$

$$П = 0{,}25 \cdot 2179{,}6 = 544{,}9;$$

-районный коэффициент с северной надбавкой (50 %), тыс. руб:

$$РК = 0{,}5 \cdot ЗП_{Т}^{Р} \quad (12.27)$$

$$РК = 0{,}5 \cdot 2179{,}6 = 1089{,}8.$$

ночные часы (4,7 % от тарифного фонда), тыс. руб:

$$НЧ = 0{,}047 \cdot ЗП_{Т}^{Р} \quad (12.28)$$

$$НЧ = 0{,}047 \cdot 2179{,}6 = 102{,}4;$$

- праздничные дни (оплата производится в двойном размере, количество праздничных дней в году составляет 3 %, а количество персонала, работающего в эти дни, принимаем 50 %), тыс. руб :

$$Пр = 2 \cdot С_{Т}^{Р} \cdot 0{,}5 \cdot ч_{э} \cdot 0{,}03 \cdot 1880 \quad (12.29)$$

$$Пр = 2 \cdot 78{,}69 \cdot 0{,}5 \cdot 76 \cdot 0{,}03 \cdot 1880 = 337{,}3.$$

- определяется дневной фонд заработной платы, тыс. руб :

$$ДФЗП = ЗП_{Т}^{Р} + П + РК + НЧ + Пр \quad (12.30)$$

$$ДФЗП = 2179,6 + 544,9 + 1089,8 + 102,4 + 337,3 = 4254,0.$$

- отпуска и выполнение государственных обязанностей (7,5 % от дневного фонда заработной платы), тыс. руб:

$$ОТП = 0,075 \cdot ДФЗП \quad (12.31)$$

$$ОТП = 0,075 \cdot 4254,0 = 319,1.$$

- начисления на социальные нужды (30 % от основной и дополнительной заработной платы), тыс. руб :

$$СН = 0,30 \cdot (ДФЗП + ОТП) \quad (12.32)$$

$$СН = 0,30 \cdot (4254,0 + 319,1) = 1371,9$$

Годовой фонд заработной платы составит, тыс. руб :

$$ГФЗПр = ДФЗП + ОТП + СН \quad (12.33)$$

$$ГФЗПр = 4254,0 + 319,1 + 1371,9 = 5945,0$$

Таблица 12.4. – Фонд заработной платы ремонтных рабочих

Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
1 Тарифный фонд	2179,60
2 Премии	544,90
3 Районный коэффициент, северные надбавки	1089,80
4 Ночные часы	102,40
5 Праздничные дни	337,30
6 Дневной фонд заработной платы	4254,00
7 Отпуска и выполнение государственных обязанностей	319,10
8 Начисления на социальные нужды	1371,90
9 Годовой фонд заработной платы	5945,00

Расходы на материалы, полуфабрикаты, запасные части (примем 300 % к основной заработной плате ремонтных рабочих), тыс.руб.

$$ЗМ = 3 \cdot ЗП_Т^Р \quad (12.34)$$

$$ЗМ = 3 \cdot 2179{,}6 = 6538{,}80.$$

Цеховые расходы планируются в размере 100-120 %от основной заработной платы ремонтных рабочих, тыс. руб:

$$ЗМ = 3 \cdot ЗП_Т^Р \; ЦР = 1{,}2 \cdot ЗП_Т^Р \quad (12.35)$$

$$ЦР = 1{,}2 \cdot \; 2179{,}6 = 2615{,}52.$$

Таблица 12.5 – Затраты на ремонт

Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
1 Заработная плата	5945,00
2 Материалы	6538,80
3 Цеховые расходы	2615,52
Итого:	15099,32

12.4.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления определяем исходя из норм амортизационных отчислений по каждой группе основных фондов.

$$A = \frac{H_a}{100} \cdot K. \quad (12.36)$$

Годовая норма амортизации, в процентах, определяется как:

$$H_a = \frac{1}{T_{ПИ}} \cdot 100, \quad (12.37)$$

где $T_{ПИ}$ – срок полезного использования оборудования, год.

Таблица 12.6 – Амортизационные отчисления.

Элементы основных фондов	Срок полезного использования основных средств	Нормы амортизации, %	Капитальные вложения, тыс. руб.	Годовые амортизационные отчисления, тыс. руб.
Силовое оборудование 110 кВ	до 10 лет включительно	10	55385,00	5538,50
Оборудование 10 кВ	до 15 включительно	6,7	84617,66	5635,54
Кабели силовые	до 25лет включительно	4	20611,00	680,16
Оборудование низковольтное 0,4кВ	До 10включительно	10	22052,00	2205,20
Итого:			182665,66	14059,40

12.4.4 Прочие расходы

Прочие расходы в смете годовых издержек можно принять в размере0,5 –1 % от основной заработной платы эксплуатационного персонала, тыс. руб:

$$В_{прочие} = 0{,}01 \cdot ЗП_Т^Э \qquad (12.38)$$

$$В_{прочие} = 0{,}01 \cdot 9775{,}85 = 97{,}76.$$

Таблица 12.6 – Структура затрат.

Наименование статей расходов	Сумма	
	тыс. руб	итог в %
1 Заработная плата основная и дополнительная с начислениями на социальные нужды	24960,00	46,04
2 Затраты на ремонт	15099,32	27,85
3 Амортизационные отчисления	14059,40	25,93
4 Прочие расходы	97,76	0,18
	54216,48	100,00

12.3 Калькуляция себестоимости электроэнергии

Себестоимость единицы электроэнергии складывается из стоимости 1 кВт·ч электроэнергии и издержек по эксплуатации электрохозяйства, приходящихся на 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии. Проведем расчет по одноставочному тарифу.

12.3.1 Расчет за потребляемуюэлектроэнергию по одноставочному тарифу

Одноставочный тариф состоит из платы за потребленную электроэнергию, учтенную электросчетчиками на границе раздела сетей энергоснабжающей организации и потребителя. Плата за потребленную электроэнергию, кВт/час:

$$Э_П = P_М \cdot T = 30886 \cdot 4200/1000 = 129721. \quad (12.39)$$

где$P_М$– величина максимума нагрузки
$T_М$– число часов использования максимума нагрузки завода составляет 4200 ч. Завод работает в две смены

Плата за потребляемую энергию по одноставочному тарифу тыс. руб.

$$П_э = \beta \cdot Э_П = 2{,}97 \cdot 129721 = 237\,389\,. \quad (12.40)$$

Где β- ставка за 1 кВт·ч потреблённой активной энергии, руб/кВт·ч;
$Э_п$ – количество потреблённой электроэнергии.

β = 2, 52 руб/кВт.ч, добавляем НДС 18% 2, 52·1,18=2,97 руб/кВт.ч .

Таблица 12.7 – Калькуляция себестоимости 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии

Показатели и статьи расходов	Единицы измерений	Абсолютная величина
1 Потребляемая электроэнергия за год	тыс. кВт·ч	129 721
2 Годовой максимум нагрузки	кВт	30886,00
3 Плата за электроэнергию	тыс. руб	237 389
4 Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства	тыс. руб	54216,48
5 Всего расходов по пп. 4 и 5	тыс. руб	291 605
6 Расход электроэнегии на собственные нужды, потери электроэнергии	тыс. кВт·ч	2129,40
7 Полезно используемая электроэнергия	тыс. кВт·ч	127 592
8 Себестоимость 1 кВт·ч потребленной электроэнергии	руб./кВт·ч	2,29

Себестоимость определяется ,руб/кВтчас:

$$S = \frac{П_э + И_э}{Э_{пол}}, \quad (12.41)$$

$$S = \frac{237\,389 + 54216{,}48}{127\,592} = 2{,}29$$

2.4 Технико-экономические показатели системы электроснабжения

Коэффициент обслуживания, чел./МВт:

$$K_о = \frac{Ч_э}{P_у} \quad (12.42)$$

$$K_о = \frac{76}{52994{,}00} = 1{,}43$$

Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности, тыс.руб/кВт:

$$К_{уд} = \frac{К}{P_у} \quad (12.43)$$

$$К_{уд} = \frac{199599{,}66}{45181{,}00} = 0{,}442$$

Таблица 12.10 – Основные технико-экономические показатели

п/п	Показатель	Обозначение	Единица	Количество
1	Установленная мощность	$P_{\text{у}}$	кВт	45181,00
2	Расчетная мощность	$P_{\text{рас}}$	кВт	30886,00
3	Полная мощность после компенсации реактивной мощности	S	кВ·А	33108,0
4	Напряжение внешнего электроснабжения	$U_{\text{вн}}$	кВ	110
5	Напряжение внутреннего электроснабжения	$U_{\text{нн}}$	кВ	10
6	Коэффициент мощности	$cos\varphi$		0,93
		$tg\varphi$		0,40
7	Количество и мощность трансформаторов на ГПП		кВ·А	2х25000
8	Конструктивное выполнение ГПП	Распред.устройство ВН –ОРУ		
		Распред.устройство НН –ЗРУ		
9	Максимальная заявленная мощность		кВт	30886,00
10	Количество цеховых подстанций и их мощность	$P_{\text{тр}}$	кВ·А	6х1000
				19х1600
				4х2500
11	Принятая схема внутреннего электроснабжения	Смешанная		
12	Потребление электрической энергии предприятием за год	$Э_{n}$	тыс.кВт·ч	129 721

Продолжение таблицы – Основные технико-экономические показатели

13	Компенсируемая реак-наямощ-ть :10кВ 0,4 кВ	$Q_{кв}$	кВар	8773,0
14	Потери активной мощности	ΔP	кВт	507,00
15	Потери энергии	$Э_{пот}$	тыс.кВт·ч	2129,40
16	Капитальные затраты на электроборудование предприятия	$К$	тыс.руб	182665,66
17	Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности	$К_{у}$	тыс.руб/МВт	4,043
18	Годовые издержки по обслуживанию электрооборудования и сетей	U	тыс.руб	54216,48
19	Численность эксплуатационного персонала	$r_{с}$	чел.	76
20	Годовой фонд основной и дополнительной зарплаты эксплуатационного персонала	$ГФЗП$	тыс.руб	24960,00
21	Коэффициент обслуживания	$К_{о}$	чел./МВт	1,68
22	Стоимость электроэнергии (плата энергосистемы)	П	тыс.руб	385,27137
23	Себестоимость 1 кВт.ч электроэнергии	$С_{э}$	руб./кВт.ч	2,29

13 Цифровые трансформаторы тока

13.1 Устройство для вычисления силы тока

В последнее время появилось множество цифровых устройств, используемых в электроэнергетике: высоковольтные цифровые трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН); первичное и вторичное оборудование со встроенными коммуникационными портами; микропроцессорные контроллеры, системы РЗиА и так далее.

Всё это создает предпосылки для построения цифровой подстанции (ЦПС) [1, 2], в которой организация всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме.

Таблица 13.1. Сравнение особенностей традиционных и цифровых подстанций

Традиционная	**Цифровая**
Потери во вторичных цепях (для всех устройств разные)	Отсутствие потерь при передаче информации
Многократные АЦ-преобразования (в каждом устройстве)	Однократное АЦ-преобразование (первичное измерение)
Несинхронность измерений	Синхронность измерений
Большое влияние ЭМ-эффектов	Отсутствие влияния ЭМ-эффектов
	Неограниченное тиражирование информации

Несмотря на столетний опыт в области создания и эксплуатации электромагнитных ТТ – основных первичных преобразователей для целей РЗА, полностью устранить недостатки, присущие этим трансформаторам, не удалось. Одним из существенных недостатков ТТ является насыщение магнитопровода во время КЗ, сопровождающихся апериодической составляющей. Использование разомкнутых магнитопроводов снижает насыщение, но при прочих равных условиях снижает и точность как по току, так и по углу.

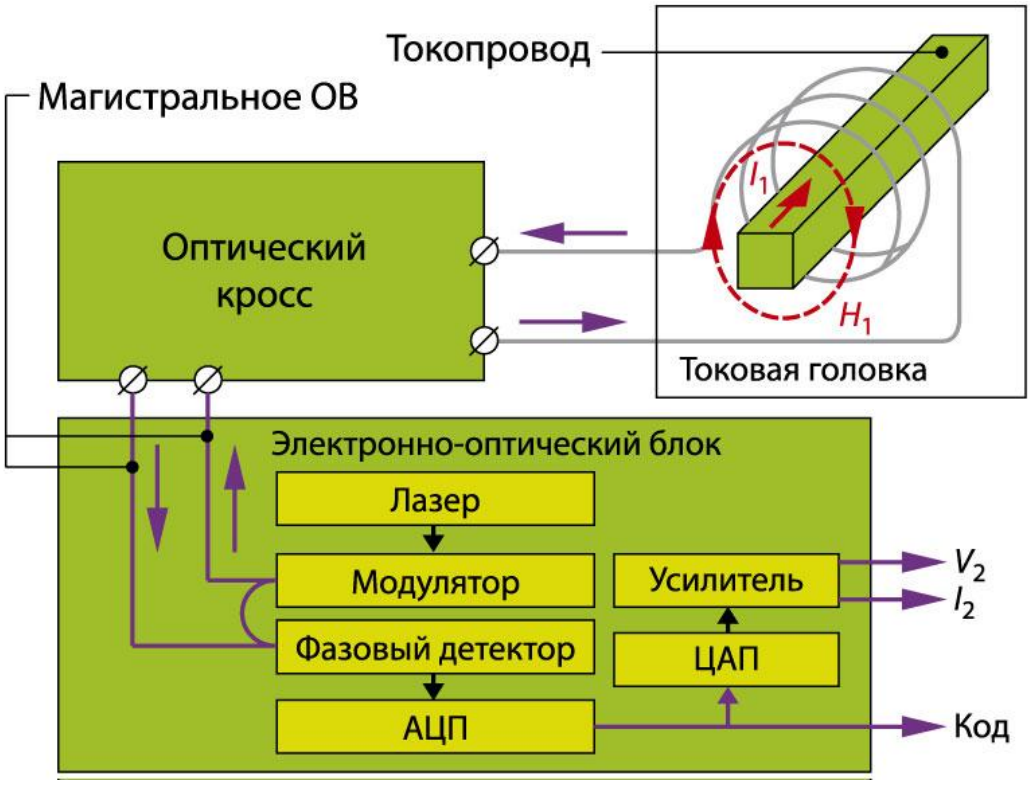
В настоящее время активно рекламируются оптические трансформаторы тока (ОТТ), работа которых основана на эффекте Фарадея [3]. Несмотря на то, что работы по созданию оптических трансформаторов ведутся более 40 лет [4], первые промышленные образцы, появившиеся в последние годы, слишком дорогие и могут найти применение лишь на высоком и сверхвысоком напряжении (220 кВ и более).

Практический интерес также представляет измерительное преобразование тока на основе гальваномагнитных эффектов [5], используемых в датчиках магнитного поля, позволяющих измерять не только переменный, но и постоянный ток, а также переменный ток, сопровождающийся медленно затухающими апериодическими составляющими. Измеряемый ток создает магнитное поле, на которое и реагирует датчик. К гальваномагнитным преобразователям относятся датчики Холла, магниторезисторы, магнитодиоды и магнитотранзисторы.

Таким образом, актуален выбор наиболее перспективных видов первичных измерительных преобразователей тока.

13.2 Оптический трансформатор тока

Типичная схема оптического ТТ содержит чувствительный элемент в виде нескольких витков ОВ (оптоволокна), помещенных в жесткую защитную оболочку из немагнитного материала – токовую головку для ОТТ, и электронно-оптический блок (ЭОБ), соединяемый с чувствительным элементом через оптический кросс (рис. 13.1).



Интерфейсы: V_2 – потенциальный выход; I_2 – токовый выход;
Код – выход АЦП

Рисунок 13.1– Упрощенная структурная схема оптического ТТ

ЭОБ генерирует с помощью встроенного лазера и модулятора на своем оптическом выходе монохроматический циркулярно поляризованный световой сигнал, направляемый по поддерживающему поляризацию ОВ на вход чувствительного элемента. В чувствительном элементе плоскость поляризации сигнала подвергается под воздействием магнитного поля H_1тока I_1 соответствующему повороту на угол Фарадея, и с выхода чувствительного элемента световой сигнал поступает на оптический вход ЭОБ, где на фазовом детекторе из него формируется электрический измерительный сигнал.

Далее этот сигнал через аналого-цифровой преобразователь (АЦП) поступает в виде цифрового кода определенной разрядности на дискретный интерфейсный выход ЭОБ и через цифро-аналоговый преобразователь (ЦАП) на усилитель, где формируются нормированные аналоговые выходные сигналы в виде напряжения или тока для выдачи на аналоговый интерфейс ЭОБ. Таким образом, измерительная информация может быть получена на выходе ЭОБ для дальнейшего использования.

В том случае, когда чувствительный элемент по технологическим требованиям, например на высоковольтных подстанциях, должен быть

удален от ЭОБ, для подключения чувствительного элемента дополнительно используется магистральное ОВ, сохраняющее поляризацию, и кроссовый блок (кабельный бокс), подключающий его к ОВ чувствительного элемента.

13.3 Схема нового устройства

Объектом проектирования стало устройство, применяемое в качестве электронно-оптического блока современных ТТ, основанных на эффекте Фарадея. Обобщенная структурная схема устройства показана на рисунке 13.2.

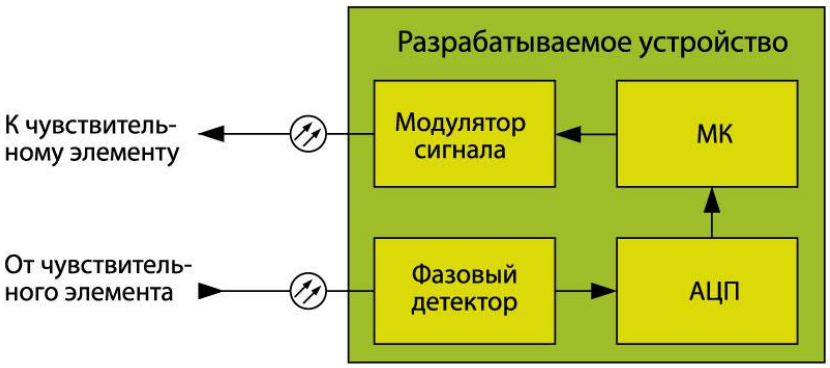


Рисунок 13.2– Обобщенная структурная схема оптического ТТ

Поскольку в стандарте ГОСТ Р МЭК 60044 [9] не содержится требование об обязательном наличии аналоговых выводов на устройствах подобного типа, ограничимся сбором и преобразованием измерительной информации.

Данные от цифровых измерительных трансформаторов, как оптических, так и электронных, преобразуются в пакеты с использованием сумматоров (СУ, MergingUnits), предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Сформированные сумматорами пакеты передаются по сети Ethernet (шине процессора) в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА и др.) Частота дискретизации передаваемых данных – не хуже 80 точек на период для устройств РЗА и ПА и 256 точек на период для АСУТП, АИИС КУЭ и др., поэтому необходим высокоскоростной микроконтроллер (МК), способный вовремя обработать и отправить обработанные данные по каналам связи.

В данном приборе предлагается использовать МК семейства TMS 320 фирмы TexasInstruments. Это семейство МК разработано для задач, где требуется производить быстрые вычисления, для устройств, которые не требуют минимального энергопотребления. Интеллектуальная периферия, состоящая из широкого ряда цифровых и аналоговых модулей, не использует ресурс ЦПУ. МК данной серии содержат большую часть модулей, требуемых

для построения устройства. Интерфейсы для работы с внешними устройствами представлены следующим набором: UART, IrDA, SPI, I2C, USB, JTAG. Для отладки микроконтроллера можно использовать интерфейс JTAG.

В микроконтроллере имеется 12-битный модуль АЦП конвейерного типа. Аналоговые схемы преобразователя включают аналоговые мультиплексоры с внешним интерфейсом, цепи выборки-хранения, преобразовательное ядро, стабилизаторы напряжения и другие вспомогательные аналоговые цепи. Цифровые схемы включают в себя программируемое устройство циклового управления преобразованием (секвенсер), регистры результатов преобразования, интерфейсы к аналоговым схемам и другим модулям на кристалле.

Секвенсер АЦП может быть настроен на автоматический режим серий преобразований. Это означает, что каждый раз, когда АЦП получает сигнал «начать преобразование», он может совершать множественные преобразования автоматически. Для каждого из них можно выбрать любой из 16 входных каналов, доступных через аналоговый мультиплексор. После завершения преобразования цифровое значение сигнала с выбранного канала будет сохранено в соответствующем регистре результатов.

В качестве модулятора сигнала будет применяться лазерный светодиод фирмы LaserComponents, который уникален тем, что содержит в себе как оптический излучатель, так и оптический приемник сигнала, а также предустановленное в корпус изделия ОВ. Излучатель и приемник находятся в одном корпусе, что положительно сказывается на габаритных размерах устройства при проектировании.

Для получения результатов от применения эффекта Фарадея необходимо использовать фазовый детектор, который будет сравнивать отправляемый сигнал с полученным. В качестве такого компонента было выбрано решение от фирмы AnalogDevices. На вход подключаются исходный сигнал и сигнал с фотодиода, а на выходе мы получим напряжение, соответствующее отклонению фазы полученного сигнала от отправленного. Это напряжение будет поступать на АЦП.

В качестве средства взаимодействия с устройством был выбран OLED-дисплей Bolymin, на котором можно отследить состояние устройства, измеренное значение тока или сервисную информацию для взаимодействия с оператором устройства.

Основное назначение микросхемы памяти в разрабатываемом устройстве – буфер для хранения передаваемой информации. По мере заполнения буфер будет очищаться, а данные будут передаваться на АРМ. Кроме того, накопленные данные можно будет использовать для составления

отчетов и расчетов статистических значений. Также в случае нештатных ситуаций устройство будет сохранять данные о произошедшем в памяти устройства, с указанием времени и даты обнаружения неисправности.

Будем полагать, что объем одного пакета данных, получаемых при обработке входных электрических величин, примерно равен 200 байт. В таком случае использование буферной памяти емкостью 16 кбит вполне удовлетворит наши нужды.

Существуют различные технологии реализации энергонезависимости памяти, такие как EEPROM, Flash, FRAM и т.п. Выбирая подходящую технологию, необходимо принимать во внимание требования к надежности прибора. Это подразумевает как высокое быстродействие памяти, так и достаточно большое число циклов перезаписи (что позволит увеличить срок службы устройства без необходимости сервисного обслуживания, а также минимизировать потери данных при перебоях в питании). Было решено использовать память типа FRAM, т.к. этот тип наиболее выгоден по скорости записи, количеству циклов «чтение–запись» и по току потребления.

13.4 Источники питания

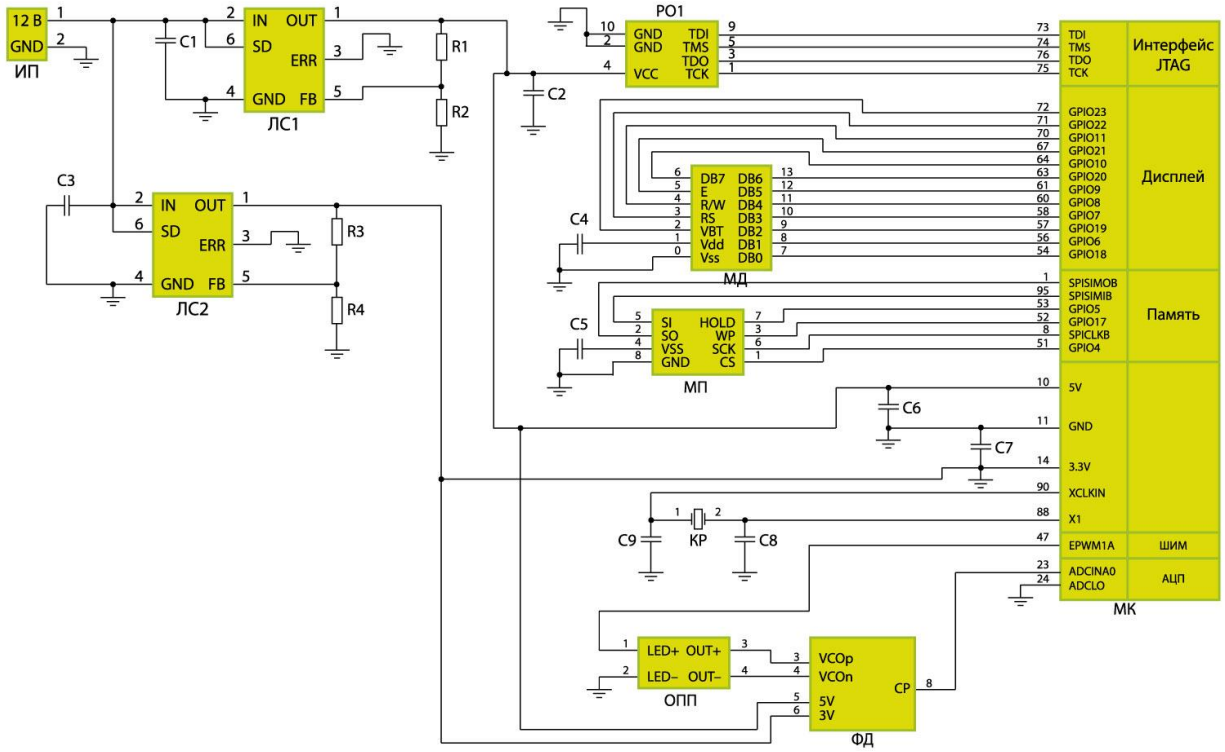
Согласно стандартам, данное устройство должно иметь возможность работать как от сети 220 В, так и от автономного источника питания.

Питание устройства предлагается организовать следующим образом: от внешнего блока питания на устройство подается 12 В. Далее двумя линейными регуляторами оно понижается сначала до 5 Вдля питания аналоговой части прибора, затем до 3,3 В – для питания цифровой части. В качестве регуляторов были выбраны линейные регуляторы фирмы AnalogDevices, собственное потребление которых не превышает 34 мкА.

В качестве автономного источника питания предлагается к использованию аккумулятор H&T.

13.5 Алгоритмы работы

Функциональная схема проектируемого преобразователя приведена на рисунке 13.3 Проектирование выполнялось в программе AltiumDesigner 14.



ИП – источник питания,ЛС1, ЛС2 – линейные стабилизаторы,РО1 – разъем отладочный (для подключения JTAG),МД – модуль дисплея,МП -микросхема памяти,ОПП – оптический приемопередатчик,ФД – фазовый детектор, МК – микроконтроллер.

Рисунок 13.3– Функциональная схема устройства

Рассмотрим алгоритм работы данного устройства (рис. 4). После включения устройства происходит его инициализация. Далее устройство осуществляет самодиагностику. При положительном исходе диагностики устройство приступает к выполнению своих непосредственных функций (генерация сигнала, считывание фазового сдвига, преобразование полученного значения с помощью АЦП, вычисление значения силы тока).

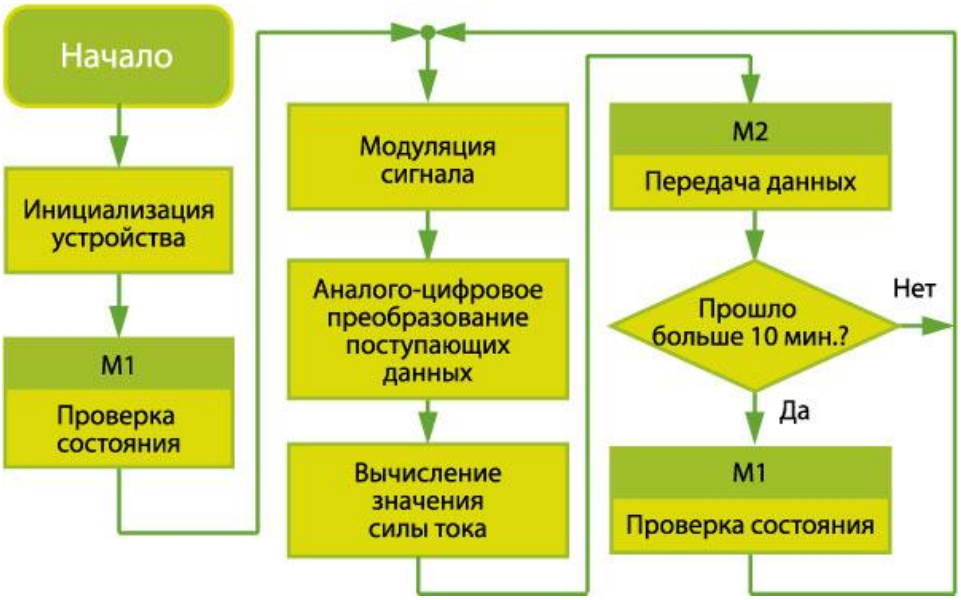


Рисунок 13.4– Алгоритм работы устройства

Алгоритм самодиагностики устройства (Рисунке 13.5) предназначен для определения его работоспособности на основе информации о питании. При питании от аккумулятора и недостаточном количестве заряда информация либо сохраняется в памяти устройства, либо передается на АРМ оператора при наличии канала связи.

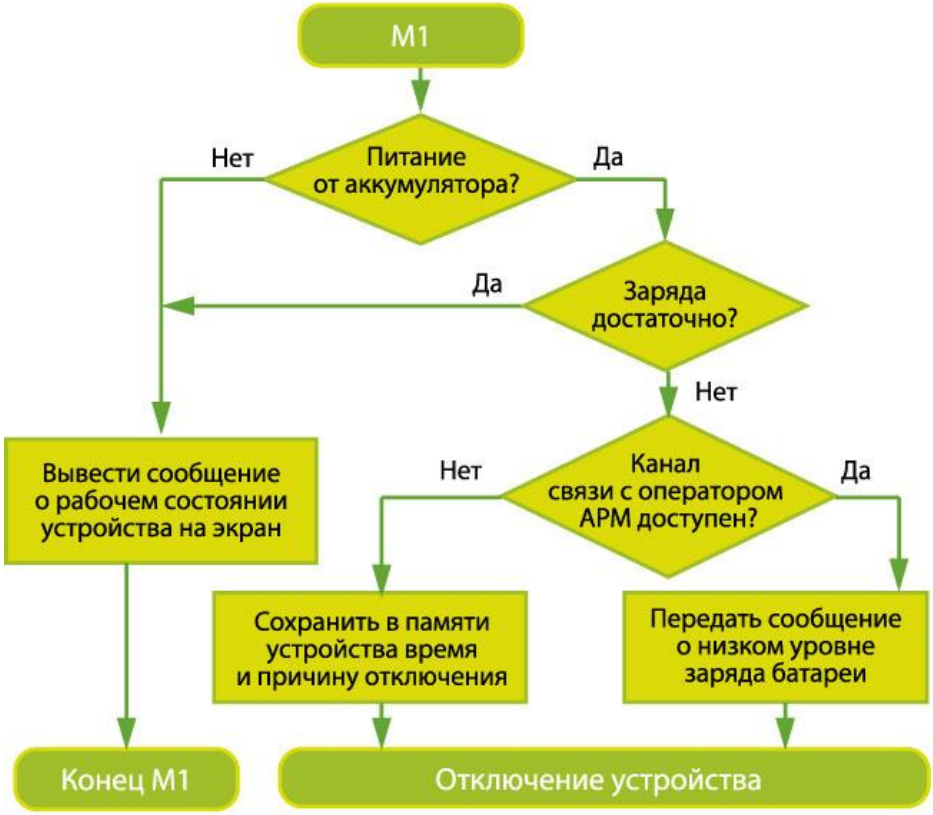


Рисунок 13.5– Алгоритм самодиагностики устройства

Алгоритм передачи данных (Рисунке 13.6) предназначен для реализации обмена данными по каналу связи с АРМ оператора. В устройстве

организован буфер для накопления информации и последующей ее передачи при доступности канала связи.

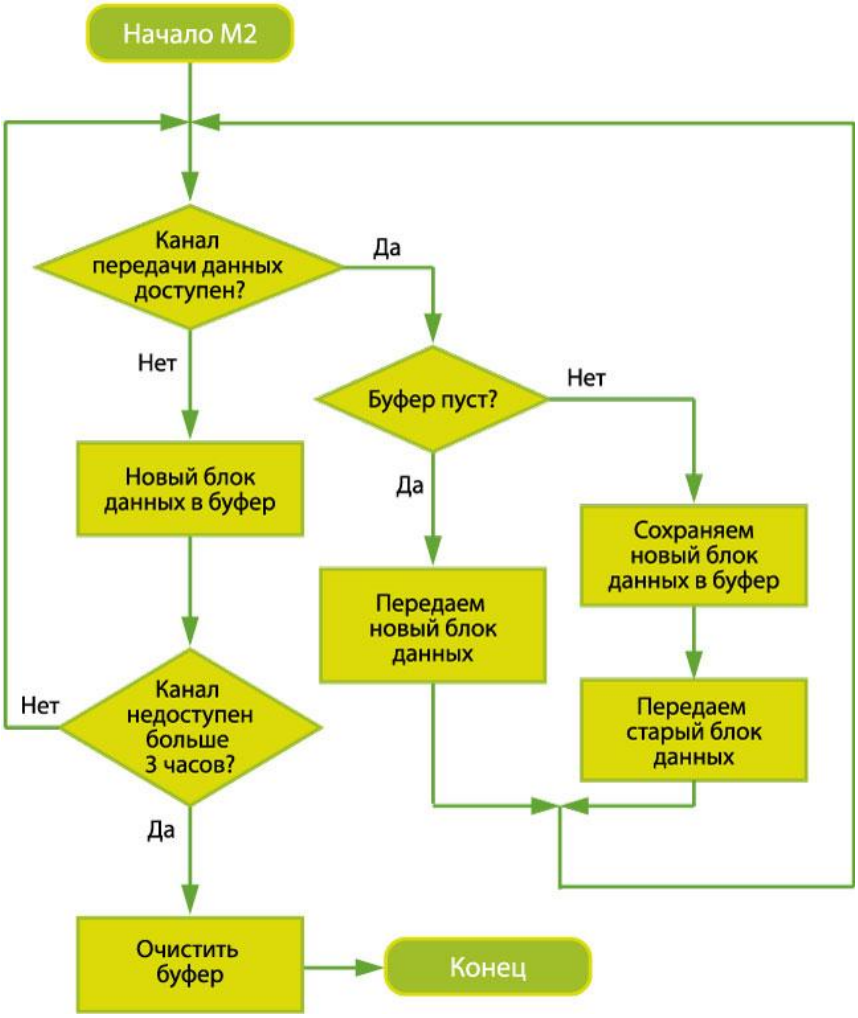


Рисунок 13.6– Алгоритм передачи данных устройством

13.6 Погрешность измерений

После прохождения световым лучом датчика тока, основанного на эффекте Фарадея, получается два световых сигнала: исходный сигнал и измененный после прохождения через магнитное поле, создаваемое током в токопроводе. Отклонение светового луча фиксируется фазовым детектором, преобразуется в напряжение и проходит через аналого-цифровое преобразование. Полученное значение используется при расчете силы тока. Погрешность измерения силы тока состоит из погрешности датчика тока, погрешности преобразования фазового детектора, погрешности АЦП. Погрешность датчика тока в данном расчете не рассматривается, т.к. токовая головка находится за пределами устройства.

Таким образом, погрешность устройства состоит из погрешности оптического приемопередатчика, погрешности преобразования фазового детектора и погрешности АЦП. По итогам расчетов оказалось, что основной

вклад в аддитивную составляющую погрешности устройства вносит фазовый детектор.

В общей сложности погрешность измерения силы тока по входу устройства по расчетам составит 0,03%. Данная погрешность мала в сравнении с современными ТТ. В таблице13.2 приведены примеры классов точности оптоволоконных датчиков тока различных производителей .

Таблица 13.2 – Сравнение особенностей традиционных и цифровых подстанций

Фирма производитель	**Nxt Phase**	**Power Sense**	**Opti Sense**	**Field Metrics**	**ABB**	**Airak**	**ООО «УВП»**
Класс точности, %	0,25	2	0,2	0,2	0,2	1	0,25

13.7 Выводы

1. Представлена принципиальная схема электронно-оптического блока трансформатора тока, основанного на эффекте Фарадея.
2. Произведен метрологический расчет измерения мгновенного значения силы тока. Погрешность измерения силы тока по входу не более 0,030%.
3. Использование разработанного устройства в составе систем коммерческого учета электроэнергии позволит сэкономить десятки миллионов рублей.

14. Безопасность и экологичность проекта модернизация системы электроснабжения машиностроительного завода

14.1 Безопасность электроснабжения машиностроительного завода

14.1.1 Безопасность производственного и силового оборудования

Для электроснабжения машиностроительного завода применяется производственное оборудование:

- воздушные линии электропередач номинальным напряжением 110 кВ;
- отдельно стоящие трансформаторы и комплектные трансформаторные подстанции номинальным напряжением 110/10 кВ и 10/0,4 кВ;
- преобразовательные агрегаты печных установок 10кВ;
- кабельные линии номинальным напряжением 10 и 0,4 кВ;
- синхронные и асинхронные двигатели напряжением 10 и 0,4 кВ.

Всё производственное оборудование укомплектовывается эксплуатационной документацией, содержащей требования, предотвращающие возникновение опасных ситуаций при монтаже или демонтаже, вводе в эксплуатацию и эксплуатации.

Эксплуатационная документация содержит:

- спецификацию оснастки, инструмента и приспособлений, обеспечивающих безопасное выполнение всех предусмотренных работ по монтажу или демонтажу, вводу в эксплуатацию и эксплуатации;
- правила монтажа или демонтажа и способы предупреждения возможных ошибок, приводящих к созданию опасных ситуаций;
- фактические уровни шума, вибрации, излучений, вредных веществ, вредных микроорганизмов и других опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием, и окружающую среду;
- порядок ввода в эксплуатацию и способы предупреждения возможных ошибок, приводящих к опасным ситуациям;
- правила управления оборудованием во всех предусмотренных режимах его работы и действия работающего в случаях возникновения опасных ситуаций;
- способы своевременного обнаружения отказов встроенных средств защиты и действия работающего в этих случаях;
- правила транспортирования и хранения, при которых производственное оборудование сохраняет соответствие требованиям безопасности;
- правила обеспечения пожаровзрывобезопасности;
- правила обеспечения электробезопасности;
- запрещение использования производственного оборудования или его частей не по назначению, если это может представлять опасность.

Для предупреждения случайного приближения человека (до 1 кВ на ВЛ – 0,6 м, в остальных электроустановках – не нормируется; 1-35 кВ – 0,6 м; 110 кВ – 1 м), машин и механизмов (до 1 кВ на ВЛ – 1 м, в остальных

электроустановках – 1 м; 1-35 кВ – 1 м; 110 кВ – 1,5 м) на опасные расстояния в электроустановках до и свыше 1 кВ переменного тока

- ограждения, укрытия, изоляция открытых токоведущих частей под напряжением, их расположение на недоступной высоте и укладка кабелей в труднодоступных местах, применение индивидуальных сигнализаторов напряжения, замков на дверях, на воротах, ограждениях;

- планировка и компоновка электрооборудования, обеспечивающая безопасность в проходах, проездах, рабочих площадках на территории и в помещениях;

- вывешивание знаков и плакатов (запрещающих, предписывающих, предупредительных, указательных).

- допуск к работам электроустановкам только по нарядам, распоряжениям, перечням работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- средства контроля повреждений изоляции, предупредительная сигнализация (световая и звуковая), окраска шин разных фаз в различные цвета. Проводники защитного заземления во всех электроустановках выполняются чередующимися продольными и поперечными полосами желтого (зеленого) цвета; нулевые рабочие (нейтральные) проводники обозначаются голубым цветом; при переменном трехфазном токе: шины фазы А – желтым, В – зеленым, С – красным; цветовое обозначение выполняется по всей длине шин.

14.1.2 Обеспечение безопасности силового трансформатора главной понизительной подстанции ТДН-25000/110.

Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный ТДН мощностью 25 000 кВ·А предназначен для преобразования трехфазного переменного тока с номинальным напряжением 110 кВ в трехфазный переменный ток с номинальным напряжением 10,5 кВ при частоте 50 Гц и рассчитан на работу в открытых электроустановках.

Трансформатор в части воздействия климатических факторов внешней среды соответствует группе условий эксплуатации в соответствии с требованиями М2 ГОСТ 17516.1-90. Требования охраны труда по ГОСТ 12.2.007.2-75, ГОСТ 12.2.003-74, ГОСТ 12.2.024-76, ГОСТ 12.1.004-91. Трансформатор соответствует требованиям ГОСТ 12965-93. ГОСТ 12965-93.

Для защиты эксплуатационного и обслуживающего персонала от поражения электрическим током конструктивно предусмотрено следующее:

- исключение возможности поражения персонала токами наводки, либо токами, возникающими при замыкании витков на магнитопровод,соединениемагнитопровода с баком трансформатора и заземлением;

- исключение возможности возникновения напряжения прикосновения, корпус данного трансформатора заземляется;

- исключение возможности случайного прикосновения в токоведущим частям выводов трансформатора, последние закрываются специальными защитными кожухами.

Проведение монтажных и ремонтных работ на оборудовании производится при снятом напряжении с наложением заземления.

При работе данного трансформатора могут возникать опасные и вредные производственные факторы. Для исключения или ограничения их воздействия на персонал применяют технические и организационные мероприятия.

Таблица 14.1 – ОПФ и ВПФ при эксплуатации силового трансформатора.

Вид ОПФ и ВПФ	Способ ограничения воздействия	Регламентирующие документы.
Электромагнитное излучение	Применение экранирования токоведущих частей и элементов, находящихся под напряжением. Уменьшение времени пребывания персонала в местах с сильным ЭМИ.	ГОСТ12.1.006-84
Повышенный уровень шума	Применение звукоизоляции и индивидуальных средств защиты.	ГОСТ 12.1.003-83
Повышенный уровень вибрации	Применение виброгасящих материалов в местах крепления, и местах нахождения персонала	ГОСТ 12.1.012-90

14.1.3 Безопасность элементов системы электроснабжения

Оборудование и элементы системыэлектроснабжения соответствуют общим требованиям безопасности и мерам защиты по [15], [16], [17];

Чтобы исключить возможность случайного повреждения элементов конструкции высоковольтного оборудования все работы на нём производить только по наряду-допуску. Также все помещения с этим оборудованием должны быть закрыты.

В целях защиты силового трансформатора ТДН-25000/110 от взрыва при коротких замыканиях предусмотрена выхлопная труба, устанавливаемая на крышке бака.

Для исключения возможного повреждения применино следующее:

- питающие кабели и кабели контроля и управления проведены в закрытых кабель каналах, применяны защитные кожухи, препятствующие механическому повреждению кабеля;

- патрубки и радиаторы системы охлаждения закрыты защитными кожухами;

- вентиляторы системы охлаждения закрыты кожухами;

- вывода трансформатора закрыты кожухом, а места подключения контактов защитными колпаками, препятствующими загрязнению и окислению контактов.

При работе электрооборудования возможно возникновение аварийных ситуаций и как следствие появление высокого потенциала на частях оборудования и элементах конструкции, произведено их заземление и установка предупреждающих знаков.

Для исключения:

-возможности подачи напряжения при производстве работ на оборудовании предусмотрено невозможность его включения при снятом ограждении (защитных кожухах) и (или) открытых дверцах шкафов;

-пуска двигателей при снятых ограждении или других устройствах безопасности предусмотрена защитная блокировка. Защитная блокировка представляет собой устройство, которое исключает возможность проникновения человека в опасную зону или устраняет опасность на время пребывания его в этой зоне. По принципу действия различают электрические, механические, фотоэлектрические и другие блокировки. Как правило, блокировки разных систем применяют в определенном сочетании, например пневматические и механические, механические и электрические, электрические и пневматические.

Электрические блокировки – низковольтные электрические контакты устанавливают обычно на высоковольтной аппаратуре, щитах или дверях электрических шкафов, высоковольтных камер.

Для быстрого отключения при перегрузках, авариях и других отказах в работе оборудования предусмотрена система релейной защиты.

Элементы оборудования:

- из металла защищены от коррозии (или изготовлены из коррозийно-стойких материалов).

- из полимерных материалов, композиционных материалов, которые со временем становятся хрупкими, должны заменяться по истечении периода времени, указанного изготовителем.

- из древесины должны изготавливаться из древесины классов "стойкие" и "среднестойкие" по [18] и не должны иметь на поверхности дефектов обработки (например заусенцев, задиров, отщепов, сколов и т.п.).

-комплектующие, подлежащие периодическому обслуживанию или замене, должны быть защищены от несанкционированного доступа

Подвижные, а так же подвижные и неподвижные элементы оборудования не должны:

- образовывать сдавливающих или режущих поверхностей;

- создавать возможность застреваний тела, частей тела или одежды.

С целью предупреждения вероятности случайного появления напряжения на металлических нетоковедущих частях, корпусах и т.д., а

также для снижения степени поражения электрическим током предусматривается следующее: защитное (рабочее) заземление подстанций и передвижного электрооборудования, зануление, защитное отключение при коротких замыканиях, замыканиях на землю в сетях с глухозаземлённойнейтралью, перенапряжениях, пробоях напряжения на металлический корпус электрооборудования, защита от перехода напряжения с высшей стороны нанизшую в трансформаторах.

14.1.4 Безопасность исходных материалов

При эксплуатации производственного и силового оборудования, в том числе рассматриваемого трансформатора ТДН-25000/110 минимизировано вредное воздействие на организм человека. Это достигается изоляцией особо вредных материалов конструкции, а так же применением, как в конструкции, так и при обслуживании веществ малоопасных для здоровья человека. (III-IV классу опасности, по ГОСТ 12.1.007-76) Вещества и материалы, входящие в конструкцию и используемые при обслуживании сведены в таблицу.

Таблица 14.2 – Основные вещества и материалы, входящие в конструкцию производственного и силового оборудования

Наименование материалов и веществ	Класс опасности	Вид воздействия
Полиэтилен (сшитый)	IV	Малоопасное
Медь	II	Малоопасное
Алюминий	IV	Малоопасное
Полихлорвинил	III	Умеренноопасное
Серебро	IV	Малоопасное
Масла минеральные (трансформаторное масло)	II	Высокоопасное
Сера шестифтористая	IV	Малоопасное
Сталь	IV	Малоопасное

14.1.5 Механизация и автоматизация технологических операций

При отключении выключателей подстанций и линий вручную, автоматика (АПВ, АВР, АРПН) не должна срабатывать. Для этого в цепях релейной защиты и автоматики выполняется блокировка.

Для управления:

-выключателями высокого напряжения выполняются органы управления непосредственно на самом выключателе и также выполняются

дистанционные органы управления, расположенные на пункте дистанционного управления.

-высоковольтными выключателями используются средства автоматики: автоматическое повторное включение (АПВ), автоматический ввод резерва (АВР), автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой (АРПН).

Цепи релейной защиты и автоматики выполняются в отдельных шкафах, отдельно от силовых цепей.

При обогащении руды механизировано осуществляется загрузка сырья, выплавка конечного материала и его транспортировка, при этом используются мостовые краны и конвейеры.

14.1.6 Безопасность органов управления

Выбранные органы управления производственным оборудованием соответствуют требованиям [19, 20, 21].

Безопасность органов управления трансформаторами ГПП осуществлена путем выноса их за пределы места установки трансформаторов и обеспечена следующими мероприятиями:

- приборы учета электроэнергии и контроля имеют гальваническую развязку через трансформаторы тока и напряжения, что обеспечивает невозможность выноса высокого потенциала на органы управления;
- кнопки и переключатели не имеют прямой связи с исполнительными органами, и источникам высокого напряжения;
- материалы панелей управления выполняются из нетоксичного, нетеплопроводного и неэлектропроводного материала, а металлические части конструкции имеют заземление;
- приборы учета и контроля установленные на самом трансформаторе закрыты защитными кожухами, и исключают непосредственный доступ к ним без снятия напряжения, но в свою очередь не исключают визуальный контроль;
- органы управления, установленные на пультах управления, имеют информационные таблички, а кнопки и переключатели аварийного отключения имеют специальное цветографическое обозначение и яркий цвет;
- шкалы приборов учета и контроля должны быть расположены таким образом, что бы обеспечить наиболее четкое отображение информации. (Отсутствие бликов на стекле, плохая освещенность);
- световые сигнализаторы аварийных режимов должны быть хорошо видны в случае их срабатывания;
- все органы управления должны быть легкодоступны для персонала;
- органы управления и функционально связанные с ними средства отображения информации располагаются вблизи друг друга функциональными группами таким образом, чтобы орган управления или рука работающего при манипуляции с ним не закрывали индикаторы;
- органы управления в необходимых случаях (например, при возможности воздействия на них смежного органа управления, случайного

прикосновения, сотрясения и т.п.) защищены от произвольного или самопроизвольного изменения их положения.

- значение хода приводных элементов кнопочных выключателей и переключателей обеспечивает визуальное различение положений "включено" и "выключено".

- органы управления располагаются вне опасных зон, за исключением определенных органов, которые, располагают в опасной зоне, – такие как аварийное отключение;

- органы управления сконструированы и защищены так, чтобы управление ими, приводящее к опасным действиям, могло осуществляться только преднамеренно – кнопка включения трансформатора имеет защитную дверцу, которую необходимо открыть перед включением.

14.1.7 Безопасность средств защиты, входящих в систему электроснабжениямашиностроительного завода.

Средства защиты соответствуют требованиям [22, 23].

Безопасность при эксплуатации оборудования обеспечивается за счёт:

- невозможности включения оборудования в рабочий режим при отсутствии средств защиты или их неисправности – с помощью блокировок различных типов;

- действия средств защиты до тех пор, пока не прекратится действие опасного (вредного) производственного фактора – пока не устранятся неисправности, релейная защита не позволит включить трансформатор;

- доступность для обслуживания и контроля – релейная защита и сигнальные устройства располагаются в отдельных шкафах, доступных для обслуживания; защитное заземление и ограждение располагаются снаружи трансформатора и доступно для визуального контроля;

- невозможность случайного снятия, открывания и удаления защитных средств – заземление выполняется с помощью болтового соединения, ворота имеют механические замки;

- оповещение персонала при их неисправности или отсутствии – для этого служат сигнальные средства, которые выполнены и расположены так, чтобы их сигналы были хорошо различимы и слышны в производственной обстановке всеми лицами, которым угрожает опасность;

Таблица 14.3 – Средства защиты, предусмотренные конструкцией оборудования

Вид, тип средства защиты	Назначение	Способ крепления	Материалы для изготовления
Изоляция	Защита от напряжения	Подвес, болтовое и т.д	Фарфор, стекло, трансформаторное масло, полихлорвинил, шестифтористая сера.
Защитное заземление	Защита от напряжения, возникающего на металлических частях оборудования и конструкциях при повреждении изоляции	Сварочное соединение, болтовое соединение.	Сталь, медь.
Релейная защита	Защита от коротких замыканий, перегрузок, повреждений изоляции и др.	Через трансформаторы тока и напряжения	Медь, сталь, полипропилен и др.
Ограждение	Защита несанкционированного проникновения	Болтовое соединение	Сталь.
Сигнальные устройства	Предупреждение об опасности	Болтовое соединение	Сталь, стекло, полипропилен, медь и др.

14.1.8 Безопасность при монтажных и ремонтных работах

В связи с тем, что монтажные работы выполняются с использованием грузоподъемного оборудования то при их выполнении следует руководствоваться требованиями инструкций. (ТИ Р М 006-2000)

Поднятие, перенос, установка и демонтаж громоздких и тяжёлых сборочных единиц производится с помощью грузоподъёмных устройств (кранов, тельферов и т. п.).

Производственное оборудование и его части, перемещение которых предусмотрено вручную, снабжено устройствами (например ручками) для перемещения или иметь форму, удобную для захвата рукой.

Безопасность работников при монтаже и демонтаже обеспечивается применением:

а) лестниц, настилов, подмостей;

б) платформ, подъемных клетей, монтажных люлек и других аналогичных средств;

в) ограждений;

г) предохранительных поясов и стропов, предохранительных сетей;

д) мобильных рабочих платформ;

е) способов подъема и установки монтируемых несущих конструкций, исключающих их дисбаланс, неустойчивость или перекашивание в процессе этих операций.

Грузоподъемные крюки, захваты, зажимы и другие приспособления:

а) имеют размеры, форму, обеспечивающие безопасный захват без повреждения частей несущих конструкций и их надежную транспортировку;

б) имеют маркировку с указанием максимально разрешенной нагрузки при самых неблагоприятных условиях подъема.

Не допускается пребывание людей на элементах конструкций и оборудовании во время их подъема и перемещения.

Не допускается нахождение людей под монтируемыми элементами конструкций и под оборудованием до установки их в проектное положение и закрепления.

До выполнения монтажных работ должен быть установлен порядок обмена условными сигналами между работником, руководящим монтажом, и машинистом грузоподъемного средства. Все сигналы подаются только одним лицом (бригадиром монтажной бригады, звеньевым, такелажником – стропальщиком), кроме сигнала “Стоп”, который может быть подан любым работником, заметившим опасность.

Запрещается подъем конструкций, не имеющих монтажных петель или меток, обеспечивающих их правильнуюстроповку и монтаж.

Монтаж узлов оборудования и звеньев трубопроводов и воздухопроводов вблизи электрических проводов (в пределах расстояния, равного наибольшей длине монтируемого узла или звена) должен производиться при снятом напряжении.

При невозможности снятия напряжения работы следует производить по наряду-допуску, оформленному в установленном порядке.

Цель мероприятия – обеспечить нормальный безаварийный режим работы ОРУ; бесперебойность электроснабжения высококачественной электроэнергией электроприемников; нормативную безопасность персонала и посторонних людей в процессе монтажа, оперативного обслуживания, наладки, ремонта и др.; предупредить случайное появление напряжение на отключенных токоведущих частях и случайное прикосновение (приближение) на опасные расстояния ктоковедущим частям под напряжением.

Все работы связанные с ремонтом ОРУ выполняет оперативно - ремонтный персонал, но отключения производит оперативный. Каждый член бригады, занимающийся ремонтом, должен выполнять требования Межотраслевых правил по охране труда и инструктивные указания, полученные при допуске к работе и во время работы, а также требования инструкций по охране труда соответствующих организаций. Обязательно назначается ответственный руководитель работ, так как все оборудование РУ относится к классу напряжения выше 1000 В.

При всех видах работ в ОРУ 110 кВ выписывается наряд в двух, а при передаче его по телефону, радио - в трех экземплярах. В последнем случае выдающий наряд выписывает один экземпляр, а работник, принимающий

текст в виде телефоно- или радиограммы, факса или электронного письма, заполняет два экземпляра наряда и после обратной проверки указывает на месте подписи выдающего наряд его фамилию и инициалы, подтверждая правильность записи своей подписью.

Ответственным за безопасность, связанную с технологией работы, является работник, возглавляющий бригаду, который входит в ее состав и должен постоянно находиться на рабочем месте. Его фамилия указывается в строке "Отдельные указания" наряда. Выдающий наряд, отдающий распоряжение определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде (распоряжении) мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасность, а также за соответствие выполняемой работе групп перечисленных в наряде работников.

14.1.9 Безопасность при транспортировке и хранении оборудования

Для транспортировки трансформаторов применяется железнодорожный и автомобильный транспорт. При этом при транспортировке трансформатора от него отсоединяются выступающие элементы, такие как высоковольтные вводы и производится закупорка технологических отверстий. При транспортировке необходимо надежное закрепление груза на платформе с помощью тросов.

При хранении на площадке требуется избегать попадания пыли внутрь трансформатора, что достигается установкой заглушек. Высоковольтные вводы изготавливаются из хрупкой керамики, необходимо дополнительно защитить от механических воздействий.

При необходимости использования грузоподъемных средств в процессе транспортирования и хранения на производственном оборудовании и его отдельных частях должны быть обозначены места для подсоединения грузоподъёмных средств и поднимаемая масса.

Места подсоединения подъемных средств должны быть выбраны с учетом центра тяжести оборудования (его частей) так, чтобы исключить возможность повреждения оборудования при подъеме и перемещении и обеспечить удобный и безопасный подход к ним.

Конструкция производственного оборудования и его частей должна обеспечивать возможность надежного их закрепления на транспортном средстве или в упаковочной таре.

Сборочные единицы производственного оборудования, которые при загрузке (разгрузке), транспортировании и хранении могут самопроизвольно перемещаться, должны иметь устройства для их фиксации в определенном положении.

Склады, размещенные в отдельных зданиях (блоках складских зданий), должны быть оборудованы самостоятельным эвакуационным выходом наружу, принудительной вентиляцией по [24] и средствами пожарной техники по [25].

14.1.10 Безопасность при размещении оборудования на площадке

Размещение оборудования на площадке осуществляется в соответствии с требованиями [26].

Понизительные трансформаторы ГПП и агрегатные трансформаторы разделены специальными ограждениями, защищающими от возможного действия огня при аварии на одном из трансформаторов.

Открытое распределительное устройство 35 кВ имеет ограждение, исключающее несанкционированное попадание туда персонала.

При размещении оборудования в ОРУ и КПП обеспечиваются удобство обслуживания и безопасность эвакуации работающих при аварийных ситуациях. Между оборудованием выдерживаются интервалы, исключающие взаимодействие опасных и вредных производственных факторов и их комбинированное действие на работающих.

Ширина проездов соответствует габаритам применяемых транспортных средств и транспортируемых изделий и обеспечивает свободные проходы по обеим сторонам от них шириной не менее 0,7 м.

Ширина проходов для ремонта и осмотра оборудования не менее 0,8 м.

Электрооборудование фабрики соответствует классам пожаро- и взрывоопасности помещений, определенных по правилам устройства электроустановок, утвержденных Госэнергонадзором. Электрооборудование устанавливается и эксплуатируется в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденными государственным органом исполнительной власти в области энергетического надзора. Все нетоковедущие части заземлены.

14.1.11 Требования безопасности к профессиональному отбору

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, учебно-тренировочных центрах и т. п.).

Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу, а также периодически, в порядке, предусмотренном Минздравом России. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

Электротехнический (электротехнологический) персонал должен пройти проверку знаний Правил ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройства электроустановок) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Персонал обязан соблюдать требования настоящих Правил, инструкций по охране труда, указания, полученные при инструктаже.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы, в которое вносятся результаты проверки знаний.

Производственный персонал, обслуживающий силовое и другое технологическое оборудование, должен иметь II квалификационную группу по электробезопасности.

14.1.12 Пожарная безопасность

Трансформатор заполняется трансформаторным маслом, которое является горючим веществом (температура вспышки паров 135ºС), поэтому в соответствии с [27] требуется:

изоляция горючей среды – масло находится в герметичном баке трансформатора;

поддержание температуры и давления среды, при которых распространение пламени исключается – при перегреве трансформатора он отключается релейной защитой;

установка пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях или на открытых площадках – трансформаторы установлены снаружи корпусов;

применение устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установкой отключающих, отсекающих и других устройств – на трансформаторах установлена релейная защита, отключающая их в случае возникновения неисправностей (коротких замыканий, внешних коротких замыканий, перегрузок, витковых замыканий);

применение автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения – на каждом трансформаторе установлена система пожарной сигнализации и пожаротушения.

ГПП является пожароопасной зоной класса П-1.

Основные причины загорания трансформаторного масла:

- короткие замыкания и замыкания на землю при механических повреждениях изоляции токоведущих частей;

- старение и загрязнение трансформаторного масла;

- нагрев токоведущих частей при перегрузках и перенапряжениях;

- искрение и нагрев контактов при их недостаточной плотности.

Ограничение распространения пожара за пределы очага достигается применением следующих способов:

- устройством противопожарных преград – между трансформаторами установлены противопожарные ограждения (кирпичные стенки);

- устройством аварийного отключения установок – релейная защита;

- применением средств, предотвращающих или ограничивающих разлив и растекание жидкостей при пожаре – под трансформаторами устроены специальные резервуары, рассчитанные на весь объём трансформаторного масла.

Основными причинами возникновения пожаров на объектах электрохозяйств является нарушение инструкций и ПТЭ электроустановок потребителей, а именно недопустимые перегревы обмоток и магнитопроводов электрических машин и трансформаторов вследствие их длительных перегрузок, которые могут привести к загоранию изоляции, перегрузки проводов и кабелей электрических сетей.

Учитывая факторы пожарной опасности электроустановок ПУЭ и ПТЭ рекомендуют допустимые температуры нагрева частей электрических машин и аппаратов, проводников и контактов, масла в маслонаполненных аппаратах и других частей ЭО. Например для волокнистых материалов не пропитанных маслом и не погруженных в масло предельная допустимая температура нагрева не должна превышать 90°С, а эти же материалы погруженные в жидкий изоляционный материал допускают температуру нагрева 105° С.

Для контроля температуры открытых токоведущих жил используют специальные термоплёнки, которые при нагревании изменяют цвет. Температуру масла в силовых трансформаторах контролируют термометром, опущенном в футляре в верхней части бака.

Согласно ПТЭ температура масла в баке не должна превышать 95°С и не должна превышать температуру окружающей среды более чем на 60° С.

Маслонаполненные силовые трансформаторы, содержащие большое количество горючего минерального масла, представляют собой большую пожарную опасность в случае разрыва бака и вытекания горящего масла. При аварии чтобы уменьшить опасность распространения пожара при такой аварии, при монтаже трансформатора сооружается под ним маслоприёмная бетонированная яма, в которую стекает горящее масло. Яма покрывается стальной решёткой, по верх которой насыпают слой гравия.

Масляные трансформаторы выпускают с радиаторами для охлаждения масла, оборудуют специальным газовым реле, срабатывающим на сигнал или на отключение, а также грозозащитой от прямых ударов молнии.

С целью предупреждения пожаров, следят, чтобы не образовались взрывоопасные смеси, заменяют горючие материалы на негорючие, ограничивают количество хранящихся горючих веществ. Для тушения пожаров устанавливают огнетушители (углекислотные типа ОУ-5.04-8, воздушно-пенные типа ОВП-10, порошковые типа ОП-10 и т.д.), ящики с песком, пожарные гидранты (системы противопожарного водоснабжения),

пожарную сигнализацию и другие средства тушения пожаров. В цехе предусмотрена установка аптечных шкафов с лекарствами и приспособлениями первой медицинской помощи. На видном месте установлен телефон, около которого висят плакаты с номерами телефонов: местной пожарной охраны, медпункта, противопожарной службы.

14.1.13 Контроль выполнения требований безопасности

Необходимо систематически контролировать соответствие уровней и концентраций опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах санитарным нормам и стандартам ССБТ. Порядок и сроки контроля следует устанавливать в зависимости от особенностей и характера конкретного производства согласно нормативным документам.

Контроль состава воздушной среды производственных помещений на взрывобезопасность следует проводить в зонах возможных максимальных концентраций легковоспламеняющихся и горючих веществ.

Контроль состояния воздушной среды, уровней опасных и вредных производственных факторов необходимо осуществлять также при изменении технологии или режимов работы, реконструкции вентиляции и по требованию органов, осуществляющих надзор за состоянием безопасности труда на предприятии.

Контроль выполнения требований безопасности при эксплуатации электроснабжения завода возложить на должностные лица в соответствии с правовыми и нормативными документами по созданию безопасности и нормальных условий труда.

14.1.14 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Для повышения устойчивости системы электроснабжения предприятия при чрезвычайных ситуациях (стихийные бедствия, взрывы, пожары, технологические нарушения и др.) выполняется комплекс мероприятий, включающий прогнозирование или ликвидацию возможных нарушений системы электроснабжения путём строительства защитных сооружений и устройств, усиления строительных конструкций зданий, а также определения очерёдности выполнения работ.

На диспетчерском пункте имеются местная инструкция по предотвращению и ликвидации аварий (нарушений) и планы ликвидации аварий (нарушений) в системе электроснабжения, которые составляются службой главного энергетика в соответствии с типовой инструкцией вышестоящего энергетического управления и согласовываются с органами местного самоуправления,службой главного энергетика проводится периодический и внеочередные осмотры действующих силовых и осветительных электроустановок в производственных помещениях и в наружных установках: осмотры распределительных устройств подстанции, коммутационных аппаратов, силовых и измерительных трансформаторов, приборов защит, автоматики, контроля и учета электроэнергии.

14.2 Экологическая безопасность системы электроснабжения машиностроительного завода

14.2.1 Экологическая безопасность исходных материалов

Опасность веществ, входящих в конструкцию оборудования, приведены в таблице 14.2.

Экологическая безопасность системы электроснабжения зависит от мощности и количества электроустановок, при этом выбросы в воздушную среду будут генерироваться за счёт обслуживающего транспорта, весь транспорт, использующийся для обслуживания, один раз в год проходит экологический контроль выхлопных газов.

В проекте ОРУ применены более экологичные, по сравнению с маломасляными выключателями, вакуумные и элегазовые выключатели.

Преимущества:

1. Полная взрыво- и пожаробезопасность и возможность работы в агрессивных средах.

2. Бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малым выделением энергии в дуге и отсутствием выброса масла, газов при отключении токов КЗ.

3. Отсутствие загрязнения окружающей среды.

4. Высокая надежность и безопасность эксплуатации, сокращение времени на монтаж.

В проекте использованы трансформаторы масляные герметичные (ТМ),которые не требуют проведения плановых тестов и контроля качества масла на протяжении 25 лет, не требуют прочего обслуживания, значительно снижая вероятность загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом.

После выработки срока службы трансформаторы демонтируются и разбираются. Металлические части (обмотка, корпус) вторично перерабатываются, масло и изоляционный материал утилизируются.

В аварийных режимах может произойти выброс масла или утечка, что грозит попаданием масла в почву, подземные воды. Для предотвращения таких случаев, под такой аппаратурой имеются маслоприёмные ямы, закрытые настилом, поверх которого насыпают чистый гравий и промытый гранитный щебень. Яма ограничивается бортовым ограждением, не менее 200 мм. Маслоприёмные ямы имеют специальный отвод масла по трубам в маслоприёмные колодцы. Использованное (грязное) масло сливают в специальные емкости и вывозятся на маслохозяйственный комбинат, где проводят его регенерацию в целях повторного использования.

По СанПиН предприятие относиться к четвертому классу. Размеры санитарно-защитной (охранной зоны) 300м

14.2.2 Экологическая безопасность материалов и веществ, обращающихся в технологических операциях

В процессе производства арматурных изделий и сеток применяются различные виды сырья и выделяются твердые и газообразные вещества, которые оказывают негативное воздействие на окружающую природу и человека. Проникновение вредных веществ в организм человека чаще всего происходит через дыхательные пути, реже — через желудочный тракт и кожу. Поэтому основное внимание уделяется мерам по предотвращению поступления вредных веществ в рабочую зону и окружающую завод воздушную среду. Для многих веществ установлены предельно допустимые концентрации (ПДК).

Таблица 14.4 – Вещества и материалы, обращающиеся в технологических операциях

Наименование материалов и веществ	Класс опасности	Вид воздействия
Окись углерода (угарный газ)	III	Соединяется с гемоглобином крови, вытесняя кислород, что приводит к кислородному голоданию организма, потере сознания, судорогам и быстрой смерти. После тяжелых отравлений возможны остаточные явления, связанные с поражением центральной нервной системы.
Кремний	III	Действие пыли на человека не опасно. При электротермической выплавке опасность развития силикоза связана с загрязнением рабочей зоны аэрозолем конденсации SiO_2.
неорганическая пыль	IV	развитие легочных болезней и воспалительных процессов в них, уменьшение вентиляционной способности и емкости легких, повреждение слизистых оболочек глаз, верхних дыхательных путей, раздражение кожи, повышение смертности от рака легких и кишечника, повышение заболеваемости тонзиллитом, фарингитом, ринитом.
Сталь	IV	Сталь экологически безопасна и не выделяет летучих органических соединений.

14.2.3 Инженерные решения по обеспечению экологической безопасности

При рытье траншей под кабели и других земляных работах, связанных с нуждами электроснабжения, происходит разрушение почвы, получившее название технической эрозии. Основной задачей охраны почв является сохранение целостности почвенного покрова, поддержания плодородия почв для обеспечения постоянно растущего населения продуктами питания.

Рассматриваемые в дипломном проекте кабельные линии, отходящие от ЗРУ к цеховым ТП, прокладываются в земле. Проблемной с точки зрения нарушения почвы являются способы рытья траншей для укладки КЛ. Для рытья траншей использовался кабелеукладчик. Кабелеукладчик цепного типа «ДРАМ ХОЛДЕР» служит для разработки траншей глубиной до 1,4 м, шириной до 200 мм. Используется для работ на грунте (глинозем, каменистая почва и т.д.) с последующей укладкой кабеля в траншею.

Резиновые гусеницы сохраняют асфальтовое покрытие и дерн и снижают расходы по восстановлению рабочей площадки.

Для очистки сточных вод применяют механический метод очистки. Этот метод служит для отделения нерастворенных веществ, размер которых больше $1 \cdot 10^{-3}$ см, что обеспечивается за счет процеживания, отстаивания, фильтрования и центрифугирования.

Для задержки различных веществ, плавающих на поверхности сточных вод (масел, жиров, смол), служат различные сооружения: масло-, жиро-, смолоуловители. Во многих случаях сточные воды содержат мельчайшие частицы, находящиеся во взвешенном состоянии. Для их отделения прибегают к фильтрованию сточных вод через специальные сетки или песчано-гравийные и шлаковые фильтры. Очистку сточных вод осуществляют также с помощью гидроциклона, в котором воде придается вращательное движение и выделяется частицы извести.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В данном разделе рассмотрены вопросы воздействия опасных и вредных производственных факторов как при работе с электроустановками, так и в ходе технологического процесса.

2. Разработаны мероприятия и конструктивные предложения для обеспечения безопасности при эксплуатации системы электроснабжения. Рассмотрены вопросы пожарной и экологической безопасности проекта.

3. Внедрение предложений и мероприятий в производстве с соблюдением требований всех нормативных документов позволит считать данный проект относительно безопасным и экологичным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 ПУЭ Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 7-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003.

2 Электроснабжение: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Л.С. Синенко, Т.П. Рубан, Е.Ю. Сизганова, Ю.П. Попов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005.

3 Ермаков, В.А. Проектирование электрической части п/станций. Учебное пособие/ В.А. Ермаков, В.А. Тремясов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003.

4 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. Ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986.

5 Рожкова, Л.Д., Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

6 Неклепаев, Б.Н., Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

7 Герасименко, А.А. Электроэнергетические системы и сети. Расчеты параметров и режимов работы электрических сетей: учеб. пособие: В 2 ч. Ч. 1 / А.А. Герасименко, Т.М. Чупак. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004.

8 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970.

9 Методическое пособие по расчету систем оперативного тока, собственных нужд, заземляющих устройств и молниезащиты подстанций 35кВ и выше. – НГТУ; А.В. Иванов, Т.В. Колчин, А.В. Осьминушкин. – Н.Новгород, 2000.

10 Филатов, А.А. Обслуживание электрических подстанций обслуживающим персоналом. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

11 СТП КГТУ 01-05 Общие требования к оформлению текстовых и графических студенческих работ. Под ред. Т.В. Сильченко. Красноярск, ИПЦ КГТУ, 2005.

12 Чернобровов, Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е, перераб. и доп. – М.:, Энергия, 1974.

13 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
14 Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации, паспорт. Москва, ЗАО «РАДИУС Автоматика». [Электронный ресурс] http://www.electronpribor.ru/resources/docs/Sirius-T.pdf – Имеется печатный аналог.
15 Справочник по электропотреблению в промышленности / Под ред. Ю.В. Копытова. - М.: Энергия, 1978.
16 Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. - М.: Энергоатомиздат, 1995.
17 Охрана труда в электроустановках / Под ред. Б.А. Князевского. М.: Энергоатомиздат, 1983.
18 ГОСТ 12.3.002-91. ССБТ. Общие требования безопасности к производственным процессам.
19 ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
20 ГОСТ 12.1.004-01. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
21 Основы экологии. Учеб. пособие / В.Н. Кормилицын
22 ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
23 ГОСТ 12.1.019-99 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
24 Правила устройства электроустановок. 2004. 7-е издание.
25 ГОСТ 12.2.064-81 ССБТ. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.
26 ГОСТ 12.4.040-78 ССБТ. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения.
27 ГОСТ 12.1.019-79*. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Введён 01.07.80.-М.: Изд-во стандартов, 1989.- 6 с.
28 ГОСТ 12.1.030-81*. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. Введён с 01.07.82 до 01.07.87.-М.: Изд-во стандартов, 1984.- 9 с.
29 ГОСТ 12.4.155-85. ССБТ. Устройства защитного отключения. Классификация. Общие технические требования.
30 ГОСТ 12.1.006-84*. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к

проведению контроля.Введёнс01.01.86 до 01.01.91.-М: Изд-во стандартов.
31 ГОСТ 12.1.002-84*. ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. Введен с 01.01.86 до 01.01.91.-М: Изд-во станд-ов, 1989.- 5 с.
32 ГОСТ 12.2.007.0-75. ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
33 ГОСТ 12.2.007.9-88. ССБТ. Оборудование электротехническое. Требования безопасности
34 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное.
35 Общие требования безопасности.
36 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность.Защитноезаземление, зануление.
37 ГОСТ 12.4.026-01 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
38 ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора
39 ГОСТ 12.1.013-78 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования.
40 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ-РМ-016-2001) с изменениями и дополнениями. 2003г.
41 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
42 ГОСТ 12.4.009-83 ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание
43 ГОСТ 51901.1-2002 Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем
44 Свод правил по пожарной безопасности СП 6.13130.2009
45 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
46 ГОСТ 12.0.230-2007 ССБТ. Система управления охраной труда. Общие требования.
47 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества.
48 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.