

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В. И. Пантелеев

подпись

инициалы, фамилия

« 15 » 06 20__ г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.07 – Электроснабжение
Электроснабжение завода ферросплавов
Пояснительная записка

Руководитель


подпись, дата

доцент

должность, ученая степень

Т.И. Танкович

инициалы, фамилия

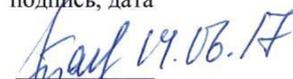
Выпускник


подпись, дата

П.В. Никитенко

инициалы, фамилия

Нормоконтроль


подпись, дата

Т.И. Танкович

инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В. И. Пантелеев

подпись

инициалы, фамилия

« 3 » мая 2017г

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Никитенко Полине Викторовне

фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ13-05Б Направление (специальность) 13.03.02.07

номер

код

Электроснабжение

наименование

Тема бакалаврской работы Электроснабжение завода ферросплавов

Утверждена приказом по университету № 17242/с от 16.12.2016г

Руководитель БР Т. И. Танкович, доцент, ПИ СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для БР

1. Схема генерального плана завода;
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода;
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два трансформатора мощностью 63 МВА напряжением 110/35/10,5кВ. Трансформаторы работают отдельно. Мощность КЗ на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1400 МВА;
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 13 км;
5. Завод работает в две смены.

Перечень разделов БР 1. Расчет электрических нагрузок; 2. Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок; 3. Проектирование систем внешнего электроснабжения; 4. Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения; 5. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности; 6. Выбор кабельных линий; 7. Расчет трехфазных токов короткого замыкания; 8. Выбор оборудования; 9. Расчет молниезащиты главной понизительной подстанции; 10. Расчет заземления главной понизительной подстанции; 11. Релейная защита силового трансформатора; 12.

Перечень графического материала 1. Генеральный план завода с картограммой нагрузок; 2. Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения; 3. Электрическая однолинейная схема электроснабжения завода; 4. План и разрез главной понизительной подстанции; 5. Релейная защита трансформатора; 6. Технико-экономические показатели системы электроснабжения.

Руководитель БР


подпись

Т. И. Танкович
инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению


подпись

П.В.Никитенко
инициалы и фамилия студента

«05» март 2017 г

РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме «Электроснабжение завода ферросплавов» содержит 98 страниц текстового документа, 7 иллюстраций, 31 таблицу, 159 формулы, 1 приложение, 23 использованных источников, 6 листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЦЕХ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, НАГРУЗКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЩНОСТЬ, ПОТЕРИ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ.

Объект электроснабжения – завод ферросплавов.

Цели проектирования:

- выбор наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения;
- определение месторасположения ГПП;
- минимизация потерь электроэнергии;
- обеспечение надежности электроснабжения;
- организация электроснабжения завода с минимальными затратами;
- 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 завода было выбрано новейшее оборудование, рассчитаны технико-экономические показатели проекта и обеспечена безопасность для работающего электротехнического персонала.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Расчёт электрических нагрузок	7
1.1 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса	7
1.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом	10
2 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок.....	13
3 Проектирование систем внешнего электроснабжения.....	17
3.1 Выбор схемы электроснабжения предприятия.....	17
3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции.....	17
3.3 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия	19
4 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжение	20
4.1 Техничко-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения. Питание от шин генератора 35 кВ.....	22
4.1.1 Выбор сечения проводов воздушной линии	22
4.1.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения	23
4.1.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	23
4.2 Техничко-экономический расчет первого варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 110 кВ.....	26
4.2.1 Выбор сечения проводов воздушной линии	26
4.2.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения	26
4.2.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	27
5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.....	30
5.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов.....	30
5.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах	32
5.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ.....	34

6	Выбор кабельных линий.....	35
7	Расчет трехфазных токов короткого замыкания.....	37
8	Выбор оборудования.....	39
8.1	Выбор выключателей и разъединителей	39
8.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН-40000/110	39
8.1.2	Выбор выключателей стороне 10кВ в цепи НН трансформатора ТДН-40000/110.....	40
8.1.3	Выбор выключателей в КРУ на стороне 10кВ в цепи кабельных линий	41
8.2	Выбор измерительных трансформаторов тока	42
8.2.1	Выбор ТТ на стороне ВН	44
8.2.2	Выбор ТТ на стороне НН.....	46
8.2.3	Выбор ТТ в цепи кабельной линии	47
8.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	47
8.4.	Выбор сборных шин и ошиновок.....	49
8.4.1	Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН.....	49
8.4.2	Выбор жестких шин и ошиновок на стороне НН.....	51
8.5	Выбор автоматических выключателей	52
8.6	Выбор изоляторов	53
8.6.1	Выбор опорных изоляторов.....	53
8.6.2	Выбор проходных изоляторов.....	54
8.7	Защита от перенапряжений.....	55
8.8	Выбор плавких предохранителей на напряжение 10кВ.....	56
8.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	57
9	Расчет молниезащиты главной понизительной подстанции	61
10	Расчет заземления главной понизительной подстанции.....	65
11	Релейная защита силового трансформатора ТДН–40000/110	70
11.1	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ	71
11.2	Защита от многофазных коротких замыканий.....	72
11.3	Защита от сверхтоков внешних КЗ	72
11.4	Защита от технологических перегрузок	73
11.5	Защита от понижения напряжения.....	74
12	Электробезопасность	75

12.1	Безопасность производственного и силового оборудования	75
12.1.1	Безопасность элементов конструкции оборудования	77
12.1.2	Безопасность исходных материалов	79
12.1.3	Механизация и автоматизация технологических операций	79
12.1.4	Безопасность органов управления	79
12.1.5	Безопасность средств защиты, входящих в конструкцию оборудования.....	80
12.1.6	Безопасность при монтажных и ремонтных работах	81
12.1.7	Безопасность при транспортировке и хранении оборудования	85
12.1.8	Безопасность при размещении оборудования на площадке.....	86
12.1.9	Требования безопасности к профессиональному отбору	86
12.1.10	Пожарная безопасность.....	87
12.1.11	Контроль выполнения требований безопасности.....	89
12.1.12	Безопасность при чрезвычайных ситуациях	89
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	94

ВВЕДЕНИЕ

В ходе проектирования распределительных сетей промышленного предприятия необходимо учесть применение методов компенсации реактивной мощности и обеспечение надежного электроснабжения потребителей промышленного предприятия.

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

Проектирование системы внутреннего электроснабжения основывается на общих принципах построения схем внутриводского распределения электроэнергии. Характерной особенностью схем внутриводского 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.

Исходным сырьем для получения ферросплавов служат руды или концентраты. Для производства основных сплавов – ферросилиция, ферромарганца и феррохрома – пользуются рудами, так как в них высоко содержание окислов элемента, подлежащего восстановлению. При производстве ферровольфрама, ферромolibдена, феррованадия, ферротитана и других сплавов руду вследствие малой концентрации в ней полезного элемента обогащают, получая концентрат с достаточно высоким содержанием окислов основного элемента.

Ферросплавы получают восстановлением окислов соответствующих металлов. Для получения любого сплава необходимо выбрать подходящий восстановитель и создать условия, обеспечивающие высокое извлечение ценного (ведущего) элемента из перерабатываемого сырья.

Основной целью дипломного проекта является закрепление полученных на протяжении всего курса обучения знаний, а также получение опыта проектирования системы электроснабжения конкретного предприятия.

1 Расчёт электрических нагрузок

1.1 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цеха определяется из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (1)$$

$$Q_p = P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2)$$

где P_n – суммарная установленная мощность всех приемников цеха принимается по исходным данным;

K_c – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным [1];

$\operatorname{tg}\varphi$ – соответствующий характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха обычно определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса для освещения:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{но}, \quad (3)$$

где K_{co} – коэффициент спроса для освещения, принимаемый по справочным данным [1];

$P_{но}$ – установленная мощность приемников электрического освещения.

Величина $P_{но}$ может находиться по формуле:

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (4)$$

где $P_{удо}$ – удельная нагрузка, площади пола цеха, кВт/м² [1];

F – площадь пола цеха, определяемая по генплану.

Для осветительной установки с газоразрядными лампами расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (5)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент мощности источников света принимаемый по справочным данным [1].

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха до 1000 В [1] определяется из соотношения:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (6)$$

Приемники напряжением выше 1000 В цеха учитываются отдельно [1]. Расчетные активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяются из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (7)$$

$$Q_p = P_n \cdot \text{tg}\varphi, \quad (8)$$

а полная – из выражения:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (9)$$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей: 0,38/0,22 кВ и 6–10 кВ в целом по заводу определяются суммированием соответствующих нагрузок цехов. Расчёты нагрузок представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчёт электрических нагрузок

Цеха	Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная								Суммарная		
		Pном, кВт	Kс	cosφ	tgφ	Pр, кВт	Qр, кВар	F, м2	Рудо, кВт/м2	Pномo, кВт	Kco	cosφo	tgφo	Ppo, кВт	Qpo, кВар	Pp+Ppo, кВт	Qp+Qpo, кВар	S, КВА
Потребители 0,4 кВ																		
1	Цех электрический печей №1	2800	0,6	0,7	1,02	1680	1714	2295	0,015	34,43	0,95	0,9	0,48	32,70	15,84	1712,70	1730	2434,23
2	Склад кварцита, кокса, стружки	400	0,35	0,8	0,75	140	105	1597	0,015	23,96	0,6	0,9	0,48	14,37	6,96	154,37	112	190,70
3	Заводоуправление	300	0,5	0,75	0,88	150	132	1297	0,017	22,05	0,85	0,9	0,48	18,74	9,08	168,74	141	220,13
4	Цех электрический печей №2	2700	0,6	0,7	1,02	1620	1653	3726	0,015	55,89	0,9	0,9	0,48	50,30	24,36	1670,30	1677	2366,97
5	Цех электрический печей №3	800	0,6	0,7	1,02	480	490	2395	0,015	35,93	0,95	0,9	0,48	34,13	16,53	514,13	506	721,52
6	Механопрессовый цех	600	0,4	0,75	0,88	240	212	1064	0,014	14,90	0,85	0,9	0,48	12,66	6,13	252,66	218	333,57
7	Столярный цех	400	0,25	0,7	1,02	100	102	1242	0,014	17,39	0,85	0,9	0,48	14,78	7,16	114,78	109	158,41
8	Склад оборудования	140	0,35	0,8	0,75	49	37	1597	0,015	23,96	0,6	0,9	0,48	14,37	6,96	63,37	44	76,99
9	Насосная	250	0,8	0,8	0,75	200	150	721	0,017	12,26	0,85	0,9	0,48	10,42	5,05	210,42	155	261,37
10	Цех электрический печей №4	1800	0,6	0,7	1,02	1080	1102	3171	0,015	47,57	0,95	0,9	0,48	45,19	21,88	1125,19	1124	1590,21
	Освещение территории	-	-	-	-			107862	0,00016	17,26	1	0,57	1,44	17,26	24,88	17,26	25	30,28
	Итого по 0.4 кВ	10190	-	-	-	5739	5696							264,93	144,83	6003,93	5841	8376,24
Потребители 10 кВ																		
1	Цех электрический печей №1	9200	0,6	0,7	1,02	5520	5631,53	-	-	-	-	-	-	-	-	5520,00	5631,53	7885,71
4	Цех электрический печей №2	9200	0,6	0,7	1,02	5520	5631,53	-	-	-	-	-	-	-	-	5520,00	5631,53	7885,71
5	Цех электрический печей №3	4800	0,6	0,7	1,02	2880	2938,19	-	-	-	-	-	-	-	-	2880,00	2938,19	4114,29
9	Насосная	2880	0,8	0,9	0,48	2304	1115,88	-	-	-	-	-	-	-	-	2304,00	1115,88	2560,00
10	Цех электрический печей №4	14200	0,6	0,7	1,02	8520	8692,14	-	-	-	-	-	-	-	-	8520,00	8692,14	12171,43
	Итого по 10 кВ	40280				24744	24009,26									24744,00	24009,26	34477,67
	Всего	50470				30483	29705,17									30747,93	29850,00	42853,90

1.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом

В соответствии с вышеизложенным, расчетная полная мощность завода определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов с учетом расчетной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП, компенсации реактивной мощности.

Так как трансформаторы цеховых и главных понизительных подстанций еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p, \quad (10)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p, \quad (11)$$

где S_p – полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха.

Из таблицы 1 полная расчётная мощность нагрузки по 0,4 кВ, кВ·А:

$$S_p = 8376,24$$

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт:

$$\Delta P_{цт} = 0,02 \cdot 8376,24 = 167,5. \quad (12)$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, квар:

$$\Delta Q_{цт} = 0,1 \cdot 8376,24 = 837,6. \quad (13)$$

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

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{цт} - Q_3, \quad (14)$$

$$Q_{ку} = 5841 + 837,6 - 1741 = 4937,4,$$

где Q_3 – реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой;

$\Delta Q_{цт}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах.

Q_3 принимается равной 0,29 от суммарной активной нагрузки завода, квар:

$$Q_3 = 0,29 \cdot (P_p + P_{po}), \quad (15)$$

$$Q_3 = 0,29 \cdot 6003,96 = 1462,3.$$

Не скомпенсированная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 6 – 10 кВ ГПП с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, квар:

$$Q_{p\Sigma 10} = (Q_{p\Sigma 0,4} + Q_{p\Sigma 10}) \cdot K_{pm} + Q_{po} + \Delta Q_{цт} - Q_{ку}, \quad (16)$$

где K_{pm} – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки, равный 0,95.

$$Q_{p\Sigma 10} = (5841 + 24009,26) \cdot 0,95 + 144,83 + 837,6 - 4937 = 24400.$$

В качестве компенсирующих устройств принимаются батареи статических конденсаторов. Определяем потери активной мощности в них, кВт:

$$\Delta P_{ку} = P_{уд} \cdot Q_{ку}, \quad (17)$$

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

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 4937 = 9,875.$$

Активная суммарная мощность завода, отнесенная к шинам 6 – 10 кВ ГПП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки и с учетом потерь в компенсирующих устройствах, кВт:

$$P_{p\Sigma 10} = (P_{p\Sigma 0,4} + P_{p\Sigma 10}) \cdot K_{pm} + P_{po} + \Delta P_{цт} + \Delta P_{ку}, \quad (18)$$

$$P_{p\Sigma 10} = (6003,96 + 24744) \cdot 0,95 + 264,93 + 167,5 + 9,875 = 29650.$$

Расчетная нагрузка на шинах 6 – 10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВ·А:

$$S_{p10} = \sqrt{P_{p\Sigma 10}^2 + Q_{p\Sigma 10}^2}, \quad (19)$$

$$S_{p10} = \sqrt{29650^2 + 24400^2} = 38400.$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт:

$$\Delta P_{тГПП} = 0,02 \cdot 38400 = 768,059.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар:

$$\Delta Q_{\text{тГПП}} = 0,1 \cdot 38400 = 3840.$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВ·А:

$$S_p = \sqrt{(P_{\text{р}\Sigma 10} + \Delta P_{\text{тГПП}})^2 + (Q_{\text{р}\Sigma 10} + \Delta Q_{\text{тГПП}})^2}, \quad (20)$$

$$S_p = \sqrt{(29650 + 768,059)^2 + (24400 + 3840)^2} = 41510.$$

2 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это дает возможность 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 (подстанции строят очередями по мере расширения производства).

РП и другие коммутационные узлы, на которых нет преобразования энергии, выгоднее размещать не в центре, а на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии.

В настоящее время разработаны методы определения места расположения подстанций по территории промышленного предприятия, при которых достигают наименьших затрат.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха) [1]. Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (21)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (22)$$

где x_i, y_i – координаты центра электрической нагрузки i -го цеха.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и, следовательно, центр электрической нагрузки i -го цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генеральном плане промышленного предприятия. Практика проектирования показала, что учета третьей координаты z_0 , как правило, не требуется. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Выбор места расположения ГПП проводят в следующем порядке. На генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане 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.

Главную понизительную и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения завода, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Площадь круга в определенном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего цеха P_i :

$$P_i = \pi \cdot r_i^2 \cdot m. \quad (23)$$

Из этого выражения радиус окружности:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}} \quad (24)$$

где P_i – мощность i -го цеха;

m – масштаб для определения площади круга (постоянный для всех цехов предприятия).

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами или секторами в круге.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора α определяется из соотношения активных расчетных P_p и осветительных нагрузок P_{po} цехов.

При построении картограммы необходимо знать расчетные полные и осветительные нагрузки цехов (величины r и α представлены в таблице 2).

Для определения места ГПП находится центр электрических нагрузок для активной и реактивной нагрузок, так как их питание производится от разных установок (генераторы и компенсирующие устройства) [1].

Картограмму реактивных нагрузок в дипломном проекте можно не составлять.

Цеховые ТП следует располагать внутри производственных корпусов или пристраивать к ним для приближения их к электроприемникам, если этому не препятствуют производственные условия или требования архитектурно-строительного оформления зданий.

Расчет центра электрических нагрузок представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Определение центра электрических нагрузок активной мощности

Цеха по генплану	P_p+P_{pO} , кВт	P_{pO} , кВт	r, мм	α , град	x, м	y, м	$P_p+P_{pO} \cdot x$	$P_p+P_{pO} \cdot y$
Потребители энергии 0,4 кВ								
1	1712,70	32,70	23,35	6,87	176	203	302275,08	347901,51
2	154,37	14,37	7,01	33,52	70	203	10795,30	31357,79
3	168,74	18,74	7,33	39,98	396	203	66867,25	34276,49
4	1670,30	50,30	23,06	10,84	363	97	606269,15	161300,97
5	514,13	34,13	12,80	23,90	296	203	152372,34	104434,97
6	252,66	12,66	8,97	18,04	80	97	20192,72	24399,53
7	114,78	14,78	6,05	46,36	37	97	4204,38	11084,29
8	63,37	14,37	4,49	81,65	190	97	12028,83	6119,93
9	210,42	10,42	8,19	17,82	250	40	52552,01	8408,32
10	1125,19	45,19	18,93	14,46	143	30	161115,49	33721,85
Освещение территории	17,26	17,26			240	125	4141,90	2157,24
Итого по 0,4 кВ	6003,93	264,93					1392814,46	765162,89
Потребители энергии 10 кВ								
1	5520	-	41,93		176	203	971520	1120560
4	5520	-	41,93		363	97	2003760	535440
5	2880	-	30,29		296	203	852480	584640
9	2304	-	27,09		250	40	576000	92160
10	8520	-	52,09		143	30	1218360	255600
Итого по 10кВ	24744	-					5622120	2588400
Всего	30787,69	264,93					7014934,46	3353562,89

Центр электрических нагрузок имеет следующие координаты:

$$X_0=228;$$

$$Y_0=109.$$

Для уменьшения занимаемой площади цеха рекомендуется применять малогабаритные цеховые комплектные трансформаторные подстанции (КТП) с так называемым «объемным» (нелинейным) расположением электрооборудования, выполненным по упрощенным схемам, со стационарными аппаратами для уменьшения занимаемой ими площади цеха. КТП и КРУ с более сложными схемами, развитой автоматикой, выкатными аппаратами следует применять для соответствующих объектов первой категории с надлежащим обоснованием.

Отдельно стоящие цеховые ТП используют редко, когда невозможно или нецелесообразно размещать их в цехах, например компрессорных и насосных с сжиженными газами, в помещениях с горючими газами с плотностью 0,8 по отношению к воздуху, при открыто установленных вращающихся печах и др.

РП рекомендуется встраивать в производственные здания и совмещать с ближайшими ТП с учетом блокировки зданий и компактности генплана, если

при этом обеспечиваются нормальные подходы электрических коммуникаций к нему.

Внутрицеховые ТП (с доступом оборудования непосредственно из цеха) рекомендуется размещать преимущественно у колонны или возле каких-либо постоянных внутрицеховых помещений с таким расчетом, чтобы не занимать подкрановых площадей.

В энергоемких корпусах предприятий, в которых сосредоточены нагрузки порядка 60–100 МВт на относительно небольших площадях, применять специальные электротехнические пролеты шириной 6–9 м с вертикальным расположением электрооборудования. На верхнем (четвертом) этаже располагают два трехфазных многоамперных токопровода 6 – 10 кВ, на третьем – КРУ, на втором – КТП и щиты станций управления, на нижнем – кабели. Такая компоновка позволяет приблизить к центру нагрузок и удобно разместить РУ, подстанции и другое электрооборудование, а также улучшить условия эксплуатации.

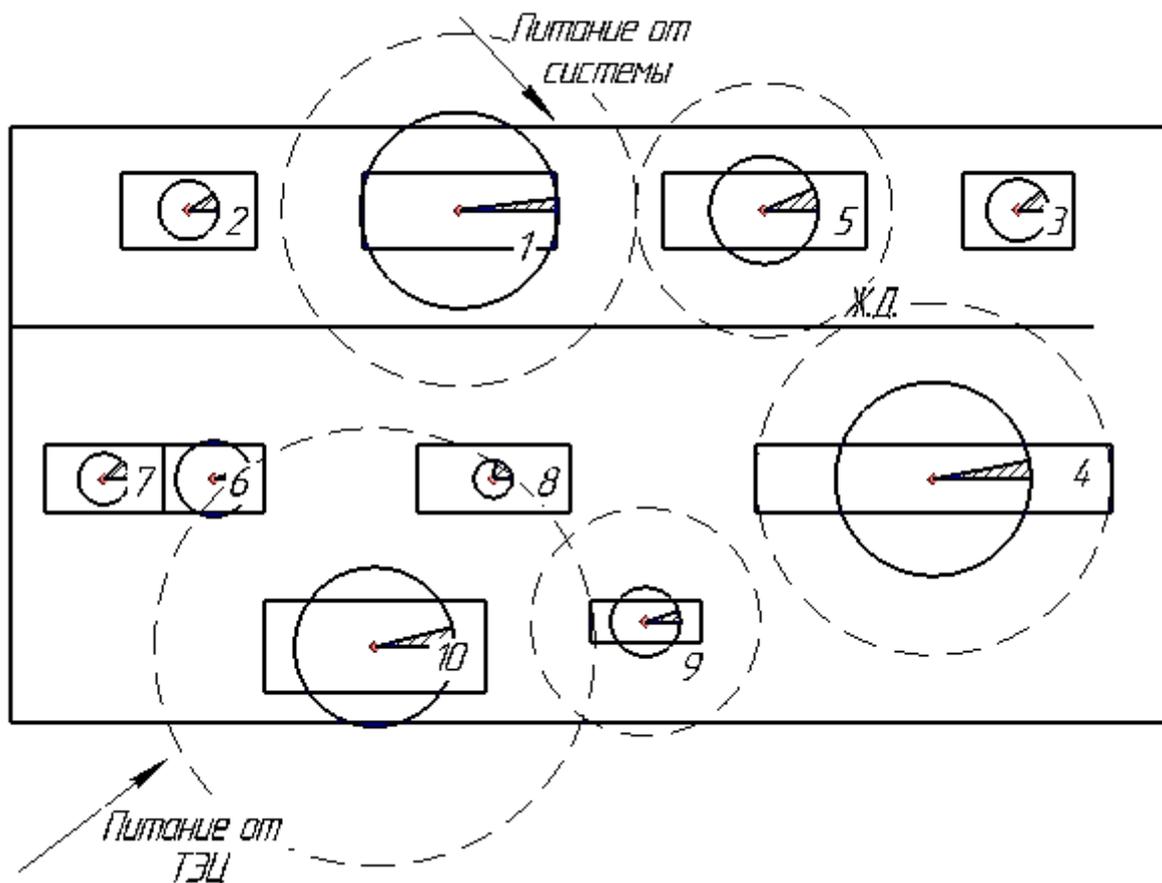


Рисунок 1 – Генплан предприятия с картограммами нагрузок

3 Проектирование систем внешнего электроснабжения

3.1 Выбор схемы электроснабжения предприятия

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания предприятия. Основными требованиями к проектированию рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети.

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать также характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75–100 МВт и более), средней (от 5–7,5 до 75 МВт) и малой (до 5 МВт) мощности. Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП, РП).

Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии, так как для потребителей электроэнергии, относящихся к I категории, в соответствии с ПУЭ предусматривают не менее двух независимых источников питания. Независимым источником питания называют источник питания приемника (группы приемников электроэнергии), на котором напряжение для послеаварийного режима не снижается более чем на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы при исчезновении его на другом или на других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;

- 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции

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 выбирается по формуле, кВ·А:

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T}, \quad (25)$$

где S_p – полная расчетная мощность завода, кВ·А;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

n_T – число трансформаторов.

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T} = \frac{41510}{0,7 \cdot 2} = 2965.$$

Принимаем стандартную мощность трансформатора $S_H = 40000$ кВ·А.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, о. е.:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_p}{n_T \cdot S_H} \leq 0,75, \quad (26)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{41510}{2 \cdot 40000} = 0,52 \leq 0,7.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме, о. е.:

$$K_3^{ав.р.} = \frac{S_p}{S_H} \leq 1,4, \quad (27)$$

$$K_3^{ав.р.} = \frac{41510}{40000} = 1,1 \leq 1,4.$$

Выбираем [2] трансформаторы ТДН-40000/110. Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Каталожные данные трансформатора

Тип	S_H , МВ·А	Напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		u_k , %
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$	
ТДН 40000/110	40	110	10,5	22	170	10,5
ТДН-40000/35	40	35	10,5	36	170	12,7

3.3 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение. Определим нестандартное напряжение системы внешнего электроснабжения по формуле Стилла, кВ:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_p}, \quad (28)$$

где l – расстояние от подстанции энергосистемы до завода, равное 13 км;

P_p – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам высокого напряжения ГПП, представлена в таблице 1, МВт.

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{13 + 16 \cdot 30,747} = 97,5.$$

По стандартной шкале выбираем два близлежащих значения номинального напряжения, кВ:

$$U'_{ст} \leq U \leq U''_{ст}, \quad (29)$$

где $U'_{ст}, U''_{ст}$ – стандартные значения номинального напряжения, кВ.

$$35 \leq 97,5 \leq 110.$$

Произведем технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения с разными напряжениями питания 35 кВ и 110 кВ.

4 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжение

Энергоснабжение завода ферросплавов предлагается осуществлять по двум схемам (вариантам): (1-й вариант) питание осуществляется от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 35кВ; (2-й вариант) питание осуществляется воздушной линией 110 кВ от шин энергосистемы.

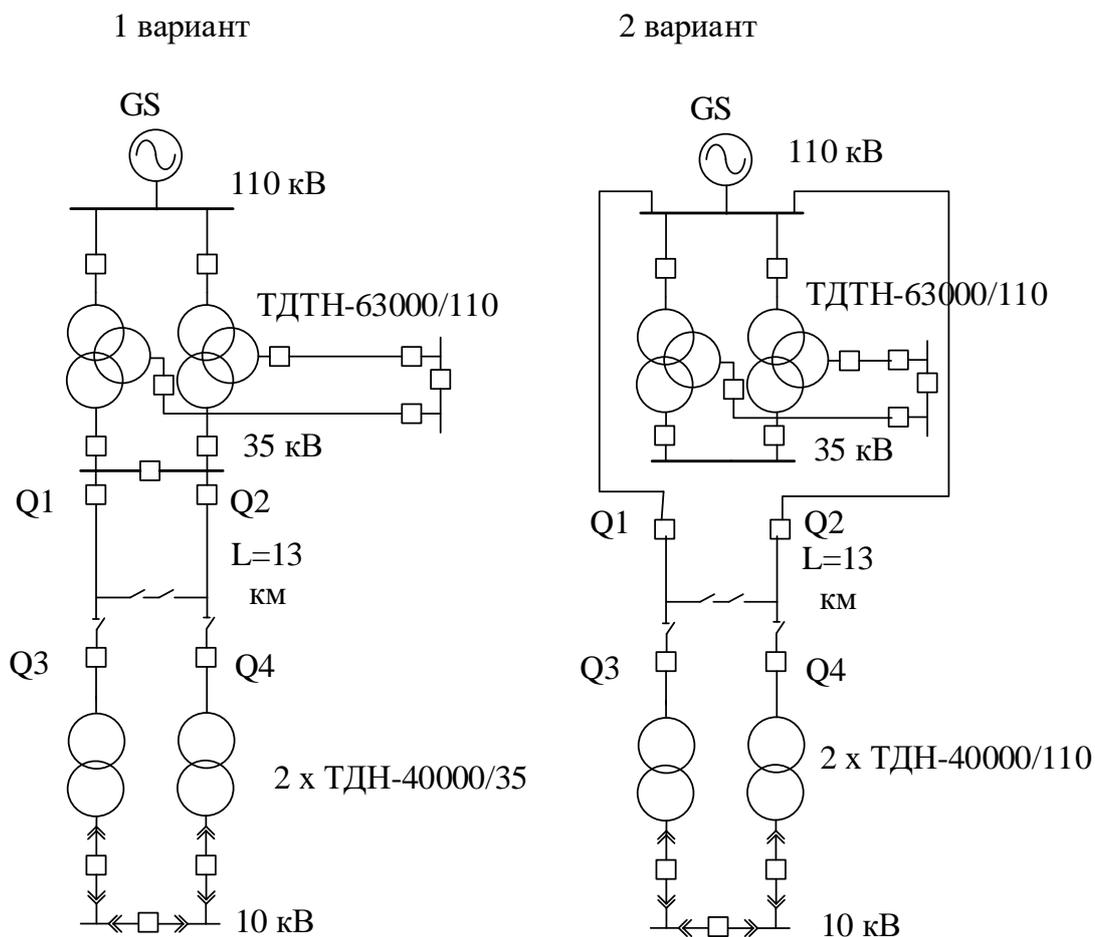


Рисунок 2 – Варианты схем электроснабжения

Наиболее выгодный вариант схемы электроснабжения промышленного предприятия выбирают по условию минимальных приведенных затрат, рассчитанных по формуле, тыс. руб.:

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} , \quad (30)$$

где p_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,125 1/год;

K_{Σ}, I_{Σ} – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}}, \quad (31)$$

где $K_{\text{ЛЭП}}$ – капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию и выключатели $Q1, Q2$, тыс. руб.;

$K_{\text{ГПП}}$ – капиталовложения в ГПП, складываются из капиталовложений в трансформаторы и выключатели $Q3, Q4$, тыс. руб.

Капитальные затраты в линии электропередач, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{Q1, Q2}, \quad (32)$$

$$K_{\text{ВЛ}} = K_0 + l, \quad (33)$$

где K_0 – стоимость 1 км воздушной линии, тыс. руб/км, [3, с. 333];

l – длина воздушной линии, км.

$$K_{Q1, Q2} = K_Q \cdot n_Q, \quad (34)$$

где K_Q – стоимость одного выключателя [3, с. 345], тыс. руб.;

n_Q – количество выключателей.

Капитальные затраты на ГПП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ГПП}} = K_T + K_{Q3, Q4}, \quad (35)$$

$$K_T = K_0 \cdot n_T, \quad (36)$$

где K_0 – стоимость одного трансформатора [3, с. 346], тыс. руб.;

n_T – число трансформаторов ГПП.

$$K_{Q3, Q4} = K_Q \cdot n_Q, \quad (37)$$

где K_Q – стоимость одного выключателя [3, с. 345], тыс. руб.;

n_Q – количество выключателей.

Суммарные ежегодные издержки в сравниваемых вариантах схем внешнего электроснабжения, тыс. руб/год:

$$I_{\text{ГПП}} = I_a + I_3 + I_3, \quad (38)$$

где I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб/год;

I_3 – расходы по ремонту и эксплуатации, тыс. руб/год;

I_3 – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год.

4.1 Техничко-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения. Питание от шин генератора 35 кВ

4.1.1 Выбор сечения проводов воздушной линии

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах ,А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (39)$$

где n – количество цепей воздушной линии, шт.

$$I_p = \frac{41510}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 186,5$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (40)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{41510}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 228,247.$$

Соответствующее этому току расчетное сечение проводов ВЛ, мм²:

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (41)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, равная 1,4 А/мм².

$$F_{расч} = \frac{171,185}{1,4} = 122,275.$$

По [1, с.77] выбираем провод АС-70/11.

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс},$$

$$265 \geq 228,247 .$$

4.1.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = 55640 + 8000 = 56440 .$$

Стоимость элегазового выключателя составляет 2000 тыс. руб. [3, с. 345].

$$K_{\text{В}} = 2000 \cdot 4 = 8000 .$$

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 35кВ на стальных опорах с подвеской одной цепи и проводом марки АС-70/11 составляет 1070 тыс. руб. [3, с. 333].

$$K_{\text{ВЛ}} = 4 \cdot 1070 \cdot 13 = 55640 .$$

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ГПП}} = 5600 + 4000 = 9600 .$$

Стоимость трансформатора ТРДНС-40000/35 составляет 2800 тыс. руб. [3, с. 346].

$$K_{\text{Т}} = 2800 \cdot 2 = 5600 .$$

Стоимость элегазового выключателя составляет 2000 тыс. руб. [3, с. 345]

$$K_{\text{В(ГПП)}} = 2000 \cdot 2 = 4000 .$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляют, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = 63640 + 9600 = 73240 .$$

4.1.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned}
 I_a &= I_a^{ВЛ} + I_a^В + I_a^Т + I_a^{В(ГПП)} = \\
 &= \frac{2,8}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{6,4}{100} \cdot K_В + \frac{6,4}{100} \cdot K_Т + \frac{6,4}{100} \cdot K_{В(ГПП)},
 \end{aligned} \tag{42}$$

$$I_a = \frac{2,8}{100} \cdot 55640 + \frac{6,4}{100} \cdot 8000 + \frac{6,4}{100} \cdot 5600 + \frac{6,4}{100} \cdot 4000 = 2684.$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned}
 I_o &= I_o^{ВЛ} + I_o^В + I_o^Т + I_o^{В(ГПП)} = \\
 &= \frac{0,4}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{3,0}{100} \cdot K_В + \frac{3,0}{100} \cdot K_Т + \frac{3,0}{100} \cdot K_{В(ГПП)},
 \end{aligned} \tag{43}$$

$$I_o = \frac{0,4}{100} \cdot 55640 + \frac{3,0}{100} \cdot 8000 + \frac{3,0}{100} \cdot 5600 + \frac{3,0}{100} \cdot 4000 = 750,56.$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{пз} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E}, \tag{44}$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч;
 β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau, \tag{45}$$

где $\Delta P_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ системы электроснабжения, кВт;
 τ – время максимальных потерь, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \tag{46}$$

где T_{\max} – число часов использования максимума нагрузки, 4355 ч.:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4355}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2742.$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{S_p^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n}, \tag{47}$$

где r_0 – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км;

l – длина воздушной линии, км;

n – количество параллельно подключенных цепей, шт.

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = \frac{41510^2 \cdot 0,430 \cdot 13 \cdot 10^{-3}}{35^2 \cdot 2} = 1966.$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} = 1966 \cdot 2742 = 5391000.$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{T}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_{\text{T}}} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{p}}}{S_{\text{ном.Т}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (48)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{T}} = 2 \cdot 36 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{41510}{40000} \right)^2 \cdot 2742 = 881700,$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт [3, с. 244];

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [3, с. 244].

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{T}}, \quad (49)$$

$$\Delta \mathcal{E} = 5391000 + 881700 = 6272000.$$

Стоимость потерь электроэнергии в ЛЭП составляет 0,002 тыс.руб./кВт·ч.

Ежегодные издержки на потери в ЛЭП составят, тыс. руб.:

$$I_{\text{пз}} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot 6272000 = 12540.$$

Суммарные годовые издержки равны, тыс. руб./год:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{а}} + I_{\text{о}} + I_{\text{пз}}, \quad (50)$$

$$I_{\Sigma} = 2684 + 750,56 + 12540 = 15980.$$

Суммарные приведенные затраты для первого варианта внешнего электроснабжения, тыс. руб:

$$3 = 0,125 \cdot 73240 + 15980 = 25130 .$$

4.2 Технико-экономический расчет первого варианта схемы электро-снабжения. Питание от шин 110 кВ

4.2.1 Выбор сечения проводов воздушной линии

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах по формулам (39), (40), А:

$$I_p = \frac{41510}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 108,936,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{41510}{\sqrt{3} \cdot 110} = 217,872.$$

Соответствующее этому току расчетное сечение проводов ВЛ по формуле (41), мм²:

$$F_{\text{расч}} = \frac{108,936}{1,4} = 77,812 .$$

По [1, с.77] выбираем провод АС-70/11.

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}} , \quad (51)$$

$$265 \geq 217,872 .$$

4.2.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = 14000 + 29900 = 43900.$$

Стоимость элегазового выключателя составляет 7000 тыс. руб. [3, с. 345]

$$K_B = 7000 \cdot 2 = 14000 .$$

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 110кВ на стальных опорах с подвеской одной цепи и проводом марки АС-70/11 составляет 1150 тыс. руб. [3, с. 333].

$$K_{ВЛ} = 2 \cdot 1150 \cdot 13 = 29900 .$$

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб.:

$$K_{ГПП} = 8200 + 14000 = 22200 .$$

Стоимость трансформатора ТДН 40000/110 составляет 4100 тыс. руб. [3, с. 346].

$$K_T = 4100 \cdot 2 = 8200 .$$

Стоимость элегазового выключателя составляет 7000 тыс. руб. [3, с. 345]

$$K_{В(ГПП)} = 7000 \cdot 2 = 14000 .$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляют, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = 43900 + 22200 = 661000 .$$

4.2.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^{ВЛ} + I_a^В + I_a^Т + I_a^{В(ГПП)} = \\ &= \frac{2,8}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{6,4}{100} \cdot K_В + \frac{6,4}{100} \cdot K_T + \frac{6,4}{100} \cdot K_{В(ГПП)}, \end{aligned} \quad (52)$$

$$I_a = \frac{2,8}{100} \cdot 29900 + \frac{6,4}{100} \cdot 14000 + \frac{6,4}{100} \cdot 8200 + \frac{6,4}{100} \cdot 14000 = 3154 .$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_o &= I_o^{ВЛ} + I_o^В + I_o^Т + I_o^{В(ГПП)} = \\ &= \frac{0,4}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{3,0}{100} \cdot K_В + \frac{3,0}{100} \cdot K_T + \frac{3,0}{100} \cdot K_{В(ГПП)}, \end{aligned} \quad (53)$$

$$I_o = \frac{0,4}{100} \cdot 29900 + \frac{3,0}{100} \cdot 14000 + \frac{3,0}{100} \cdot 8200 + \frac{3,0}{100} \cdot 14000 = 1206 .$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{пз} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E}, \quad (54)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч;
 β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau, \quad (55)$$

где $\Delta P_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ системы электроснабжения, кВт;
 τ – время максимальных потерь, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (56)$$

где T_{\max} – число часов использования максимума нагрузки, 4355 ч.:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4355}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2742.$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{S_p^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (57)$$

где r_0 – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км;
 l – длина воздушной линии, км;
 n – количество параллельно подключенных цепей, шт.

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{41510^2}{110^2} \cdot \frac{0,430 \cdot 13 \cdot 10^{-3}}{2} = 398,022.$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = 398,022 \cdot 2742 = 1091000.$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_T = n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{ном.Т}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (58)$$

$$\Delta \mathcal{E}_T = 2 \cdot 22 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{41510}{40000} \right)^2 \cdot 2742 = 978600 ,$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт [3, с. 244];
 $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [3, с. 244].
 Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} + \Delta \mathcal{E}_T , \tag{59}$$

$$\Delta \mathcal{E} = 1091000 + 978600 = 2070000 .$$

Стоимость потерь электроэнергии в ЛЭП составляет 0,002 тыс.руб./кВт·ч.
 Ежегодные издержки на потери в ЛЭП составят, тыс. руб.:

$$I_{\text{пз}} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot 2070000 = 4140 .$$

Суммарные годовые издержки равны, тыс. руб./год:

$$I_{\Sigma} = I_a + I_o + I_{\text{пз}} , \tag{60}$$

$$I_{\Sigma} = 3154 + 1206 + 4140 = 8500 .$$

Суммарные приведенные затраты для первого варианта внешнего электроснабжения, тыс. руб:

$$Z = 0,125 \cdot 66100 + 8500 = 16760 .$$

Таблица 4 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Варианты	K_{Σ} , тыс. руб./год	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				Z , тыс. руб./год
		I_a , тыс. руб./год	I_o , тыс. руб./год	$I_{\text{пз}}$, тыс. руб./год	I_{Σ} , тыс. руб./год	
1 (35кВ)	73240	2684	750,56	12540	15280	25130
2(110кВ)	66100	3154	1206	4140	8500	16760

Вывод: предпочтение отдаем 2 варианту, в котором питание ГПП предприятия осуществляется по ВЛ от шин 110кВ подстанции энергосистемы.

5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

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.

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, квар:

$$Q_{\text{НБК}} = Q_{\text{НБК1}} + Q_{\text{НБК2}}, \quad (61)$$

где $Q_{\text{НБК1}}$ и $Q_{\text{НБК2}}$ – суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

5.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Минимальное число цеховых трансформаторов N_{min} одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок:

$$N_{\text{min}} = \frac{P_{\text{ср}}}{K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}}} + \Delta N, \quad (62)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее нагруженную смену, принимаем равной P_p , кВт;

K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, о. е.;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов $N_{\text{опт}}$ определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от N_{min} на величину m .

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m, \quad (63)$$

где m – дополнительно установленные трансформаторы [4].

Рассчитаем число и мощность силовых трансформаторов цеха электрических печей №1 (ТП-1).

1. Учитывая величину нагрузки, принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью $1000\text{кВ}\cdot\text{А}$ и с коэффициентом загрузки $0,75$.
2. Определяем минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{\min} = \frac{1712,70 + 154,37}{0,75 \cdot 1000} + 0,33 = 4.$$

3. Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{опт}} = 4 + 0 = 4.$$

Результаты расчета для остальных цехов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор цеховых трансформаторов

ТП	Место расположения	Потребитель э/э	P_p , кВт	Q_p , кВт	Кол-во тр-ров	$S_{\text{ном.Т}}$, кВ·А	K_3	ΔN	N_{\min}	m	$N_{\text{опт}}$
ТП-1, ТП-2	Цех № 1	Цех № 1,2	1867,07	1842	4	1000	0,75	0,33	4	0	4
ТП-3, ТП-4	Цех № 5	Цех № 3,5	682,87	647	4	250	0,75	0,35	4	0	4
ТП-5, ТП-6	Цех № 6	Цех № 6, 7, 8	430,81	371	4	250	0,75	0,7	4	0	4
ТП-7, ТП-8	Цех № 4	Цех № 4	1670,30	1677	4	1000	0,75	0,77	4	0	4
ТП-9	Цех № 9	Цех № 9	210,42	155	2	250	0,75	0,88	2	0	2
ТП-10	Цех № 10	Цех № 10	1125,19	1124	2	250	0,75	0,5	2	0	2

5.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Рассчитаем компенсацию реактивной мощности цеха электрических печей №1 (ТП-1), используя данные таблицы 5.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, квар:

$$Q_{\text{макс.Т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}})^2 - P_p^2}, \quad (64)$$

$$Q_{\text{макс.Т}} = \sqrt{(3 \cdot 0,75 \cdot 1000)^2 - 1867,07^2} = 1255,607.$$

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

$$Q_{\text{НБК1}} = Q_p - Q_{\text{макс.Т}},$$

$$Q_{\text{НБК1}} = 1842 - 1255,607 = 586,39$$
(65)

Дополнительная мощность $Q_{\text{НБК2}}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, квар:

$$Q_{\text{НБК2}} = Q_p - Q_{\text{НБК1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.Т}},$$
(66)

$$Q_{\text{НБК2}} = 1842 - 586,39 - 0,68 \cdot 3 \cdot 1000 = -784,39.$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров $K_{p1} = 15$ (Сибирь, количество рабочих смен – 2) и $K_{p2} = 2$ (длина участка до первого трансформатора менее 0,5 км) и магистральной схемы питания цеховой ТП, равный 0,68 [4].

Так как $Q_{\text{НБК2}} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{\text{НБК2}}$ принимается равной нулю.

Суммарная мощность НБК цеха составит, квар:

$$Q_{\text{НБК}} = 586,39 + 0 = 586,39.$$

Расчетную мощность НБК $Q_{\text{НБК}}$ округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок [4].

Если в расчетах окажется, что $Q_{\text{НБК1}} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая $Q_{\text{НБК1}}$ будет равна нулю).

Результаты расчета компенсации реактивной мощности для остальных цехов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

ТП	$Q_{\text{макс.Т}}$	$Q_{\text{НБК1}}$	$Q_{\text{НБК2}}$	$Q_{\text{НБК}}$	$Q_{\text{НБК.станд}}$	Кол-во	Тип НБК
ТП-1, ТП-2	1255,6	586,4	-784,4	586,4	600	4	УКМ 58-0,4-150-33,3У3
ТП-3, ТП-4	310,1	336,9	-369,9	336,9	350	2	УКМ 58-0,4-150-33,3У3
ТП-5, ТП-6	361,7	9,3	-148,3	9,3	10	2	УКМ 58-0,4-5-33,3У3
ТП-7, ТП-8	1507,5	169,5	-532,5	169,5	180	2	УКМ 58-0,4-90-33,3У3
ТП-9	310,4	-155,4	-29,6	-155,4	-	-	-

ТП-10	991,9	132,1	-368,1	132,1	140	2	УКМ 58-0,4-70-33,3УЗ
-------	-------	-------	--------	-------	-----	---	----------------------

5.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 6 – 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности: синхронные двигатели 6 – 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 6 – 10 кВ предприятия имеет вид:

$$Q_{p\Sigma} - Q_{ВБК} - Q_{СДС} - Q_{\Sigma} + \Delta Q_{цт} - Q_{НБК} = 0, \quad (67)$$

где $Q_{СДС}$ – суммарная реактивная мощность вырабатываемая синхронными двигателями, квар.

Таким образом, требуемая мощность ВБК определяется из формулы, квар:

$$Q_{ВБК} = Q_{p\Sigma} - Q_{СДС} - Q_{\Sigma} + \Delta Q_{цт} - Q_{НБК}, \quad (68)$$

$$Q_{\Sigma СД} = \alpha_M \cdot \sqrt{P_{НОМ.СД}^2 + Q_{НОМ.СД}^2},$$

где α_M - коэффициент дополнительной перегрузки синхронного двигателя, принимается для данного расчета равным 0,45; $P_{НОМ.СД}$ и $Q_{НОМ.СД}$ - номинальные активная и реактивная мощности синхронного двигателя марки СДН [1].

$$Q_{\Sigma СД} = 0,45 \cdot \sqrt{630^2 + 327^2} = 319,414,$$

$$Q_{ВБК} = 24744 - 319,414 - 1741 + 837,624 - 1280 = 22241,2.$$

Устанавливаем на шинах 10 кВ ГПП 2 БСК – 10 по 10Мвар каждая и 2 УКРМ-10,5-150-50.

6 Выбор кабельных линий

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы, соединенные по магистральной схеме.

В качестве примера произведем расчет самого нагруженного участка ГПП-ТПЗ.

Для бесперебойного питания спроектированы две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (69)$$

$$I_p = \frac{3000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 86,61.$$

Расчетный рабочий ток в аварийном режиме, А:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (70)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{3000}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 173,21.$$

По справочным материалам выбираем кабель марки АПвП из сшитого полиэтилена с алюминиевой жилой [1]. Определяем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее.

По [1] находим, что допустимая перегрузка K_3 составляет 1,25. Коэффициент K_2 снижения токовой нагрузки принимаем по [1] равным 0,9. Коэффициент K_1 принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчетной температуре среды, для которой составлены таблицы по определению $I_{\text{доп}}$.

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А:

$$I_{\text{доп.расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (71)$$

$$I_{\text{доп.расч}} = \frac{173,2}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} = 153,96.$$

По [1] и на основе проведенных расчетов выбираем кабель АПвП с сечением жилы 50 мм^2 с $I_{\text{доп}} = 195 \text{ А}$.

Следовательно, выполняется условие:

$$I_{\text{доп.расч}} = 153,96 \leq I_{\text{доп}} = 195.$$

Результаты расчетов кабелей на 10 кВ представим в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	Кол-во цепей	S_p , кВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_p , А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{доп.расч}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$F_{\text{ст}}$, мм ²	Марка кабеля
ГПП-ТП-1	2	3000	10	86,6	173,21	153,9	195	50	АПвП
ГПП-ТП-3	2	1000	10	57,7	57,74	51,3	195	50	АПвП
ГПП-ТП-5	2	750	10	43,3	43,30	38,5	195	50	АПвП
ГПП-ТП-7	2	3000	10	173,2	173,21	153,9	195	50	АПвП
ГПП-ТП-9	2	500	10	28,87	28,87	25,4	195	50	АПвП
ГПП-ТП-10	2	2000	10	115,5	115,47	102,6	195	50	АПвП

Выбор кабелей на 0,4 кВ производится аналогично. По справочным материалам принимаем кабель АВВГ, а расчет проводим учитывая экономическую плотность тока, по [1] равную 1,7 А/мм².

Расчетное сечение кабеля по экономической плотности тока, мм²:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{j_{\text{эк}}}. \quad (72)$$

Результаты расчетов представим в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	S_p , кВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	Кол-во цепей	I_p , А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	Марка кабеля
ТП-1-РП-1	190,7	0,4	2	137,6	275,3	244,7	50	290	АВВГ
ТП-3-РП-2	220,1	0,4	2	158,9	317,7	282,4	50	290	АВВГ
ТП-5-РП-3	158,4	0,4	2	114,3	228,6	203,2	50	290	АВВГ
ТП-5-РП-4	76,9	0,4	2	55,6	111,1	98,8	50	29	АВВГ

7 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах (ЭЭС) как при нормальной эксплуатации (включение или отключение нагрузки, линий, источников питания и др.), так и при аварийных режимах: короткие замыкания, обрыв нагруженной цепи линии или её фазы, выпадение вращающихся машин из синхронизма и т.д. При этом переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. При определении параметров схемы замещения ЭЭС приняты допущения.

Расчет проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения [5], при базисных условиях.

Для выбора и проверки электрооборудования допускаются упрощенные методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5-10%. При этом определяют:

начальное значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

ударный ток КЗ.

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 3.

Расчет токов КЗ в указанных точках проведен с помощью программы MathCAD2015 Professional и представлен в Приложении А. Результаты расчетов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	U_{ϕ} , кВ	I_{ϕ} , кА	$I_{по} = I_{шт}$, кА	i_y , кА
K1	110	0,502	10,584	17,961
K2	10,5	5,499	18,515	47,131
K3	10,5	5,499	18,069	45,995
K4	10,5	5,499	18,098	46,070
K5	0,4	144,338	6,285	9,333

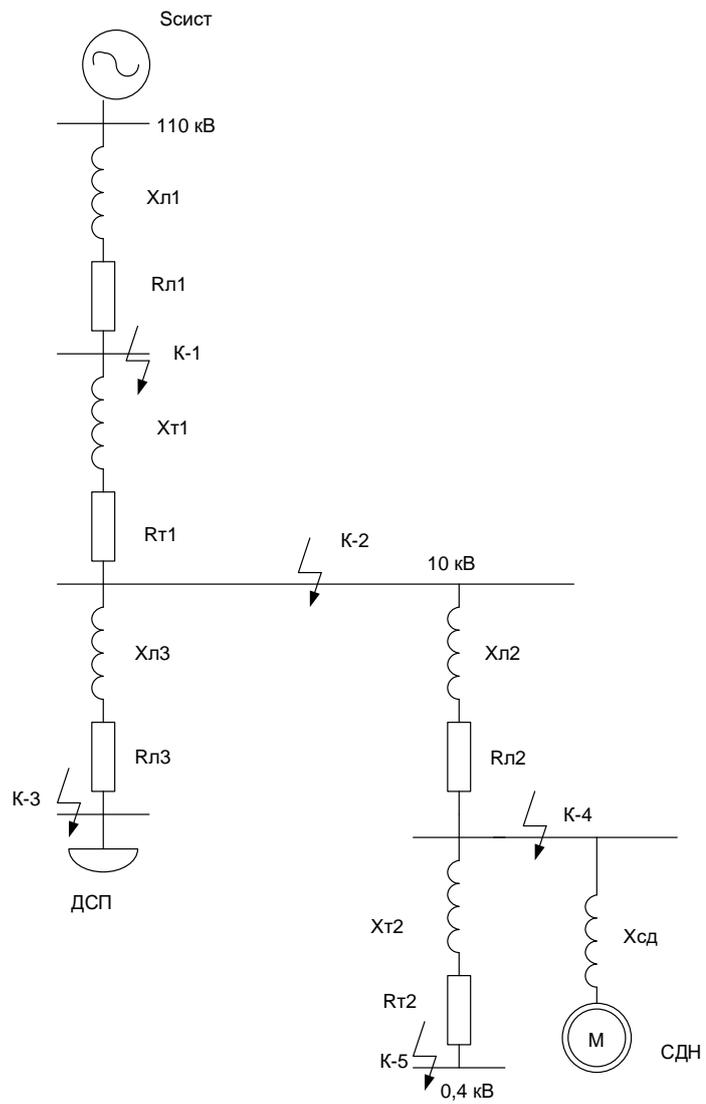


Рисунок 3 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

8 Выбор оборудования

8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения выключателя $I_{от} \leq I_{отк.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq I_{пр.скв}$;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

Разъединитель —это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током (холостой ход силовых трансформаторов ограниченной мощности, зарядный ток коротких воздушных и кабельных линий и т.п.).

8.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН-40000/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (73)$$

$$I_{номВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,95,$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номВН}, \quad (74)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 209,95 = 293,93.$$

Принимаем к установке выключатель ВЭБ – 110 – 40/2500 – УХЛ1 [5] и разъединитель высоковольтный типа РПД – 110– УХЛ1 [6] данные которых представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка условий выбора выключателей и разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВЭБ-110-40/2500-УХЛ1	Разъединитель РПД-110 - УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{ кВ}$	$U_{ном} = 110\text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 293,93\text{А}$	$I_{ном} = 2500\text{ А}$	$I_{ном} = 1250\text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = 10,584\text{кА}$	$I_{отк.ном} = 40\text{ кА}$	-
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 17,961\text{кА}$	$I_{пр.скв} = 102\text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 64\text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 10,584^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 33,61\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВЭБ – 110 – 40/2500 – УХЛ1 – элегазовый баковый выключатель наружной установки на номинальный ток 2500 А, номинальный ток отключения 40 кА, номинальное напряжение 110 кВ. Каждая фаза выключателя имеет 4 встроенных трансформатора тока - 3 защитных и 1 измерительных.

Разъединитель высоковольтные типа РПД– 110 – УХЛ1 предназначены для включения и отключения находящихся под напряжением обесточенных участков электрических цепей высокого напряжения 110 кВ, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

8.1.2 Выбор выключателей стороне 10кВ в цепи НН трансформатора ТДН-40000/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (75)$$

$$I_{номНН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2109,4,$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номНН}, \quad (76)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 2109,4 = 2953,16.$$

В цепи НН трансформатора и секционной перемычки принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии D-12P[7]. Произведем проверку выключателей ВВ–TEL–10-31,5/3150–У2[8], установленных в КРУ. Данные которых представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка условий выбора выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВ–TEL–10–31,5/3150–У2
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} = 10\text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 2953,16\text{А}$	$I_{ном} = 3150$
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = 18,515\text{кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5\text{ кА}$
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 47,131\text{кА}$	$I_{пр.скв} = 51\text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 18,515^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 102,84\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Согласно требованиям выбираем для установки в ЗРУ 10 кВ разъединители штепсельного (втычного) типа, входящие в состав шкафа D-12Р.

В разъединителях данного типа видимый разрыв создается конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвижного элемента. Проверка разъединителя выполняется аналогично проверке выключателя на РУ 10 кВ, Только из расчета исключаем условие проверки на отключающую способность.

8.1.3 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10кВ в цепи кабельных линий

Выбор оборудования производим по наиболее нагруженной линии, а именно ГПП-ТП1.

Токи нормального и аварийного режимов работы кабельной линии, А:

$$I_{рКЛ} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (77)$$

$$I_{рКЛ} = \frac{2624,93}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 75,77,$$

$$I_{раб.макс} = 2 \cdot I_{рКЛ}, \quad (78)$$

$$I_{раб.макс} = 2 \cdot 75,77 = 151,54.$$

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии D-12Р. Произведем проверку вакуумных выключателей ВВ–TEL–10–20/1000 –У2 [8], установленных в КРУ. Данные, которых представлены в таблице 12.

Таблица 12– Проверка условий выбора выключателя и разъединителя цепи кабельных линий

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВ–TEL–10–20/1000 –У2
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} = 10\text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 151,54$	$I_{ном} = 1000$
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = 18,515\text{кА}$	$I_{отк.ном} = 20\text{ кА}$
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 47,131\text{кА}$	$I_{пр.скв} = 51\text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 18,515^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 102,84\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для комплектования остальных КРУ D-12Р используем рассчитанные выше выключатели ВВ–TEL–10–20/1000-У2.

Согласно требованиям выбираем для установки в ЗРУ 10 кВ разъединители штепсельного (втычного) типа, входящие в состав шкафа D-12Р.

В разъединителях данного типа видимый разрыв создается конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвигного элемента. Проверка разъединителя выполняется аналогично проверке выключателя на РУ 10 кВ, Только из расчета исключаем условие проверки на отключающую способность.

Таким образом, разъединители, встроенные в шкафы D-12Р, удовлетворяют всем требованиям.

8.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

На ВН трансформаторы тока встроены в силовые трансформаторы.

Таблица 13 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на ВН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,5		0,5	Д304
Счетчик активной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Счетчик реактивной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Итого:	1,6		1,6	

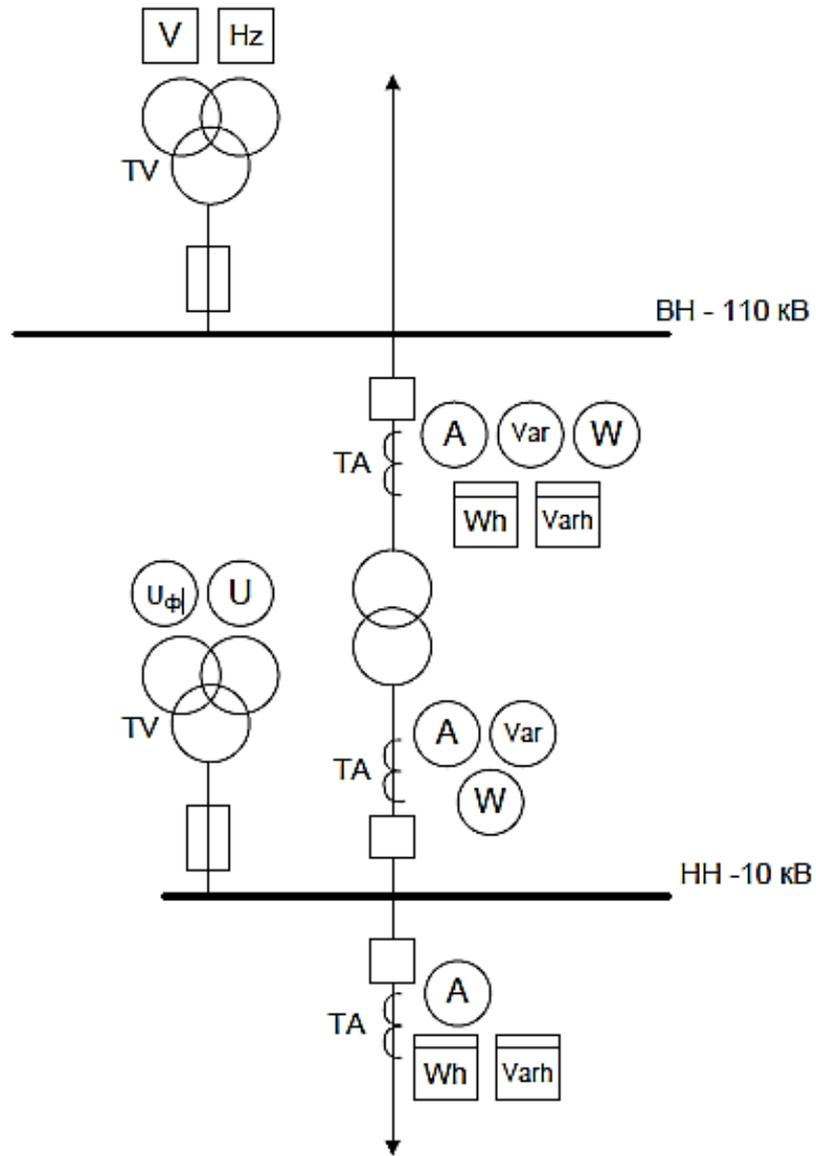


Рисунок 4 – Измерительные приборы в цепи подстанции

Таблица 14 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на НН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	A	B	C	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,6		0,6	Д304
Итого:	1,6		1,6	

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = 1,6, \quad (79)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 1,6. \quad (80)$$

Сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}}}{I_2^2}, \quad (81)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064,$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}}}{I_2^2}, \quad (82)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064.$$

где I_2 – вторичный номинальный ток.

8.2.1 Выбор ТТ на стороне ВН

В вводах выключателей на высоком (110 кВ) напряжении установлены встроенные трансформаторы тока. В выбранном в пункте 8.1.1 выключателе ВЭБ – 110 – 40/2500 У1 заводом-изготовителем устанавливаются встроенные трансформаторы тока ТВГ-110-0,5/10Р-300/5 УХЛ1 [7]. Выбираем комплект №602-490(300-200-150-100/5), который включает в себя по 4 трансформатора тока на фазу: 3 для подключения релейной защиты и 1 для подключения измерительных приборов.

Таблица 15 – Параметры встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Количество трансформаторов тока на одном вводе
			Кратность	Время, с	
ТВГ-110-0,5/10Р-300/5 УХЛ1	110	300	25	3	2

Проверка трансформатора тока по напряжению установки, кВ,

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (83)$$

$$110 = 110.$$

Проверка трансформатора тока по току, А,

$$I_{max} \leq I_{ном} , \quad (84)$$

$$293,93 < 300.$$

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранный выключатель прошел эти проверки.

Данный трансформатор подходит по всем параметрам.

В вводах силовых трансформаторов на высоком (110 кВ) напряжении установлены встроенные трансформаторы тока. На сайте завода-изготовителя выбранного силового трансформатора ТДН-40000/110 [9] указаны встроенные трансформаторы тока ТВТ110-I-300/5 на стороне ВН и ТВТ10-I-5000/5 на стороне НН.

Таблица 16 – Параметры встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Количество трансформаторов тока на одном вводе	Номинальная предельная кратность
			Кратность	Время, с		
ТВТ110-I-300/5	110	300	25	3	2	12
ТВТ10-I-5000/5	10	5000	28	3	2	10

Проверка трансформатора тока по напряжению установки, кВ,

ТВТ110-I-300/5:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (85)$$

$$110 = 110.$$

ТВТ10-I-5000/5:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

$$10 = 10 .$$

Проверка трансформатора тока по току, А,

ТВТ110-I-300/5:

$$I_{max} \leq I_{ном} , \quad (86)$$

$$293,93 < 300.$$

ТВТ10-I-5000/5:

$$I_{max} \leq I_{ном} ,$$

$$2953,16 < 5000 .$$

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранный трансформатор рассчитан на это прошел эти проверки.

8.2.2 Выбор ТТ на стороне НН

В выбранную ячейку КРУ D-12Р устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ-10-I/5-3000/5 У2 [7].

Таблица 17– Параметры встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Ток электродинамической стойкости, кА
			Ток, кА	Время,с	
ТОЛ-10-I/5-3000/5 У2	10	3000	40	1	100

Проверка трансформатора тока по напряжению установки, кВ,

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (87)$$

$$10 = 10 .$$

Проверка трансформатора тока по току, А,

ТОЛ-СЭЦ-10 :

$$I_{max} \leq I_{ном} , \quad (88)$$

$$2953,16 < 3000 .$$

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранная ячейка КРУ прошла эти проверки.

8.2.3 Выбор ТТ в цепи кабельной линии

На отходящих КЛ трансформаторы тока, так же как и другие измерительные приборы, устанавливаются в КРУ. Для наиболее нагруженной КЛ ГПП-ТП1, рассчитанной выше выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-1/5-200/5 У2 [7].

Таблица 18 – Параметры встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Ток электродинамической стойкости, кА
			Ток, кА	Время, с	
ТОЛ-10-1/5-200/5 У2	10	200	40	1	102

Проверка трансформатора тока по напряжению установки, кВ,

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 = 10.$$

Проверка трансформатора тока по току, А,

$$I_{max} \leq I_{ном},$$

$$151,54 < 200.$$

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранная ячейка КРУ прошла эти проверки.

8.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы высокого напряжения подбираются по следующим параметрам:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;

3) Учёт класса точности $S_2 < S_{2 \text{ ном}}$.

Таблица 19 – Измерительные приборы на подстанции ВН

	Прибор	Тип	Кол-во приборов	Потребляемая мощность
				S, ВА
ВН	Ваттметр	ЩВ96	1	8
	Варметр	ЩВ96	1	8
	Счетчик Активной Энергии	ЩМКС120	1	5
	Счетчик реактивной энергии	ЩМКС120	1	5
	Вольтметр	ЩМК96	1	4

Таблица 20 – Измерительные приборы на подстанции НН

	Прибор	Тип	Кол-во приборов	Потребляемая мощность
				S, ВА
НН	Ваттметр	ЩВ96	1	8
	Варметр	ЩВ96	1	8
	Счетчик Активной Энергии	ЩМКС120	1	5
	Счетчик реактивной энергии	ЩМКС120	1	5
	Вольтметр	ЩМК96	1	4

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 = 8 + 8 + 10 + 10 + 4 = 40, \quad (89)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 = 8 + 8 + 30 + 30 + 4 = 80. \quad (90)$$

Выбираем НАМИ-110-УХЛ1, класс точности 0,5.

$$S_{\text{ном}} = 120 \cdot 3 = 360 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбираем НАМИ-10-УХЛ2, класс точности 0,5.

$$S_{\text{ном}} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Таблица 21 – Расчетные и каталожные данные

	Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
ВН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 30 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 360 \text{ В} \cdot \text{А}$
НН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 30 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$

Сечение проводов (по условию механической прочности) принимают $1,5 \text{ мм}^2$ для медных жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для алюминиевых жил. Для ВН и НН возьмем кабель АКРВГ $2,5 \text{ мм}^2$.

8.4. Выбор сборных шин и ошинок

Для РУ напряжением 35 кВ и выше используются гибкие шины, выполненные проводами АС. В установках напряжением до 20 кВ применяются жесткие алюминиевые шины с сечением различной формы. Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновку выбираем по длительно допустимому току. Определение сечения шин производится по условию нагрева, т.е. по рабочему максимальному току.

Условие выбора шин по условию нагрева:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$$

Допущения при выборе гибких шин:

- а) шины выполнены из голых проводов на открытом воздухе, на термическую стойкость короткого замыкания не проверяют;
- б) гибкие шины РУ при $I_{\text{по}} < 20 \text{ кА}$ не проверяют на электродинамическое действие токов КЗ;
- в) проверка по условиям короны выполняется при напряжении 110 кВ и выше.

8.4.1 Выбор сборных шин и ошинок на стороне ВН

Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) оговариваются минимальные сечения по условиям короны (на 110 кВ сечение для ЛЭП не ниже 70 мм^2). Так как расстояние между фазами на ОРУ меньше, чем на линии электропередач, то необходимо выполнить проверку.

Ошиновка выполняется проводом марки АС. Выбираем сечение по условию допустимого продолжительного тока $I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$, принимаем провод АС 70/11 [2, с.428].

Необходимо выполнить проверку этого провода по всем условиям:

Проверка по допустимому току [10, с.187], кА,

$$I_{max} \leq I_{доп} , \quad (91)$$

$$217,872 < 265 .$$

Проверка по условию короны [10, с.191-192]:

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (92)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,69.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354 \cdot U_1}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (93)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см,

$$D_{cp} = \sqrt{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}, \quad (94)$$

где D_{12}, D_{13}, D_{23} – расстояние между фазами, см.

$$D_{cp} = \sqrt{3 \cdot 3 \cdot 6} = 378.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,57 \cdot \lg \frac{378}{0,57}} = 26,63.$$

Условие отсутствия короны, кВ/см,

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (95)$$

$$1,07 \cdot 26,63 \leq 0,9 \cdot 34,69,$$

$$28,1 < 31,22.$$

Проверка на электродинамическое действие тока КЗ необходима в случае когда $I_K^{(3)} \geq 20$ кА [10, с. 188], но в данном случае $I_K^{(3)} = 18,515 \leq 20$ кА. Следовательно, в проверке на электродинамическое действие тока КЗ нет необходимости.

Проверку на термическое действие тока КЗ не проводим, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [10, с. 306].

Данный провод проходит по всем условиям.

8.4.2 Выбор жестких шин и ошиновок на стороне НН

В распределительных устройствах 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно и двухполосные шины [1, с. 175]. Выбираем сечение шины из условия наибольшего длительно допустимого тока, $I_{\max} = 2953,16$ А. Выбираем алюминиевые, однополосные шины прямоугольного сечения [3, с. 395].

Таблица 22 – Параметры шины

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм	Сечение шины, мм ²
3350	120×8	980

Проверка по допустимому току, А:

$$I_{\text{раб.макс}} = 2953,16 \leq I_{\text{доп}} = 3350.$$

Проверка на термическую устойчивость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (96)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{92,56 \cdot 10^6}}{91} = 105,72 \text{ мм}^2 \leq 980 \text{ мм}^2,$$

где C – коэффициент, принимаемый 91 для алюминиевых шин.

Проверка на механическую прочность:
Наибольшее удельное усилие, Н/м:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a}, \quad (97)$$

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(47,131)^2}{0,3} = 1282,49,$$

где a – расстояние между фазами, для КРУ равно 0,3 м;
 $i_y^{(3)}$ – ударный ток на стороне низшего напряжения, кА.

Изгибающий момент, Н·м:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10}, \quad (98)$$

$$M = \frac{1282,49 \cdot 1,5^2}{10} = 288,56.$$

Механическое напряжение в материале шин, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W}, \quad (99)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{288,56}{19,2} = 15,03 < \sigma_{\text{доп}},$$

где W – момент сопротивления шин, установленных на ребро, см³;

$\sigma_{\text{доп}} = 41$ МПа – допустимое механическое напряжение в материале шин из алюминия.

$$W = \frac{h^2 \cdot b}{6} = \frac{12^2 \cdot 0,8}{6} = 19,2. \quad (100)$$

8.5 Выбор автоматических выключателей

Автоматический воздушный выключатель предназначен для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках, для оперативных включений и отключений электрических цепей напряжение до 1000 В.

Выбор автоматических выключателей производится по:

- 1) Напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условию длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Току отключения автомата $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$;

Быстродействующие автоматы благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость не проверяются и по термической стойкости проверяются только селективные автоматы.

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (101)$$

$$I_{номНН} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 360,84,$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номНН}, \quad (102)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 360,84 = 505,18.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА75-45 [11].

Таблица 23 – Проверка условий выбора автоматического выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВА75-45
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4$ кВ	$U_{ном} = 0,4$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 505,18$ А	$I_{ном} = 630$ А
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = 6,285$ кА	$I_{отк.ном} = 25$ кА

8.6 Выбор изоляторов

8.6.1 Выбор опорных изоляторов

Выбираем изоляторы ИШОС-10-20-2 УХЛ2[12].Изолятор шинный, опорный, из закалённого стекла.Применение закаленного стекла позволяет исключить возникновение микротрещин свойственных электротехническому фарфору. При разрушении изолятора в результате механического воздействия или электрического происходит разрушение закаленной стеклянной детали. Стеклянная электроизоляционная деталь разрушается на большое количество малых

осколков тем самым идентифицируя вышедший из строя изолятор. Каталожные данные изолятора ИШОС-10-20-2 УХЛ2 представлены в таблице 24.

Выбор и проверка опорных изоляторов осуществляется по:

Напряжение установки $U_{уст} = 10\text{кВ} \leq U_{ном} = 10\text{кВ}$;

Механическая нагрузка на изолятор, Н.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} , \quad (103)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 20000 = 12000.$$

где $F_{РАЗР}$ – разрушающая нагрузка на изгиб равная 20, кН.

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н,

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (104)$$

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{46070^2}{0,3} \cdot 0,75 \cdot 10^{-7} = 857,77 ,$$

где a – расстояние между фазами, м,

l – длина пролета, м.

$$F_{доп} \geq F_{РАСЧ}, \quad (105)$$

$$12000 \geq 857,77.$$

Таблица 24 – Каталожные данные изолятора ИШОС-10-20-2 УХЛ2

Тип	Напряжение, кВ		
	$U_{ном}$, кВ	Наибольшее $U_{доп}$, кВ	Испытательное напряжение полного грозового импульса
ИШОС-10-20-2 УХЛ2	10	12	75

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

8.6.2 Выбор проходных изоляторов

Проходные изоляторы предназначены для изоляции и соединения токоведущих частей закрытых распределительных устройств, соединения с открытыми распределительными устройствами или линиями электропередачи.

Выбираем изоляторы ИППУ10/160012,5 УХЛ1 [13]. Изолятор полимерный, проходной.ИППУ10/160012,5 УХЛ1 представлены в таблице 24.

Выбор и проверка проходных изоляторов осуществляется по:
 Напряжение установки $U_{уст} = 10\text{кВ} \leq U_{ном} = 10\text{кВ}$;
 Механическая нагрузка на изолятор, Н;
 Длительный ток, А.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} , \quad (106)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 .$$

где $F_{РАЗР}$ – разрушающая нагрузка на изгиб равная 8, кН.
 Расчетная сила, действующая на изолятор, Н,

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} , \quad (107)$$

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{46070^2}{0,3} \cdot 0,75 \cdot 10^{-7} = 919,04,$$

где a расстояние между фазами, м,

l длина пролета, м.

$$F_{доп} \geq F_{РАСЧ} , \quad (108)$$

$$4800 \geq 919,04.$$

По длительному току, А:

$$I_{max} \leq I_{доп} , \quad (109)$$

$$1293,26 < 1600 .$$

Таблица 25 – Каталожные данные изолятора ИППУ-10/1600-12,5 УХЛ1

Тип	Напряжение, кВ		
	$U_{ном}$, кВ	Наибольшее $U_{доп}$, кВ	Испытательное напряжение полного грозового импульса
ИППУ-10/1600-12,5 УХЛ1	10	12	75

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

8.7 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливаем ограничители перенапряжений типа:

ОПН-РК-110/77УХЛ1 [14] – предназначены для защиты электрооборудования в сети с заземленной нейтралью, напряжением 110 кВ

ОПН-КР/ТЕЛ-10/10,5 УХЛ2 [15] – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Рекомендуются для использования в распределительных сетях для защиты трансформаторов и двигателей. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ-СЭЦ-70-10.

Таблица 26 – Каталожные данные ОПН

Тип	Каталожные данные	
	ОПН-РК-110/77 УХЛ1	ОПН-КР/ТЕЛ-10/10,5 УХЛ2
$U_{ном}$, кВ	110	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{НР}$, кВ	77	10,5
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	140	3,70

8.8 Выбор плавких предохранителей на напряжение 10кВ

Предохранитель – аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Отключение цепи предохранителем осуществляется путём расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим по ней током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

На напряжение 10кВ понижающих цеховых КТП устанавливаем и защиты трансформаторов напряжения применяем предохранители ПКТ.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Номинальный ток $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;

- 3) Отключающая способность $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$;
 4) Номинальный ток плавкой вставки $I_{в.ном}$

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (110)$$

$$I_{номВН} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,4,$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номВН}, \quad (111)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 14,4 = 20,16.$$

Отстройка от броска намагничивающего тока трансформатора, А:

$$I_{в.ном} \geq 2 \cdot I_{номВН} = 2 \cdot 14,4 = 28,8.$$

По [4] для трансформатора мощностью 250кВА и его номинального тока на стороне 10кВ определяем номинальный ток плавкой вставки предохранителя, он равен 250 А.

Выбираем предохранитель ПКТ1-10-31,5-12,5УЗ [3].

Таблица 27 – Каталожные данные предохранителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Плавкий предохранитель ПКТ1-10-31,5-12,5УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 20,16 \text{ А}$	$I_{ном} = 31,5 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = 18,098 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$

8.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных

нужд на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это – электродвигатели обдува трансформаторов, шкафов КРУ, а так же освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВ·А.

Расчетная нагрузка определяется [1, с. 386], кВ·А,

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}\Sigma}^2 + (Q_{\text{уст}\Sigma})^2}, \quad (112)$$

где $P_{\text{уст}\Sigma}$ и $Q_{\text{уст}\Sigma}$ – расчетная активная и реактивная нагрузка собственных нужд; k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки (в ориентировочных расчетах принимается $k_c = 0,8$),

Таблица 28 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Электроприемник	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
Обогрев:			
Шкафы РЗ	0,5	14	7
Шкафы КРУ	0,6	14	8,4
Отопление и освещение помещения персонала	5,5	1	5,5
Наружное освещение	4,5	1	4,5
Нагрузка потребляемая оперативными цепями	1,8	1	1,8
Маслохозяйство	75	1	75
Итого:			96,2

Расчетная реактивная нагрузка потребителей собственных нужд, квар,

$$Q_{\text{уст}} = P_{\text{уст}} \cdot \operatorname{tg} \phi; \quad (113)$$

где $\cos \phi = 0,85$ – коэффициент мощности нагрузки собственных нужд ($\operatorname{tg} \phi = 0,62$) [1, с. 386, с.387]. Расчет полной мощности потребителей собственных нужд, кВА,

$$Q_{\text{уст}} = 96,2 \cdot 0,62 = 59,64,$$

$$S_p = 0,8 \cdot \sqrt{96,2^2 + 59,64^2} = 90,55.$$

Следовательно, расчетная мощность ТСН определяется по формуле ,
кВ·А,

$$S_T \geq \frac{S_p}{k_{\text{пр}}}, \quad (114)$$

где $k_{\text{пр}}$ – коэффициент перегрузки трансформатора равный 1,4.

$$S_T \geq \frac{90,55}{1,4} = 62,68.$$

Ближайшее номинальное значение мощности соответствует трансформатору ТМ – 63/10 [10]

Таблица 29 – Параметры трансформатора ТМ– 63/10

$S_{\text{НОМ}}$, кВ·А	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	u_k , %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт
63	10,0	0,4	4,5	0,22	1,28

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого трансформатора,

$$K_3 = \frac{S_p}{n_T \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} \leq (0,65 \div 0,70), \quad (115)$$

$$k_3 = \frac{90,55}{2 \cdot 63} = 0,69.$$

Коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в аварийных режимах должен удовлетворять условию, о.е.,

$$K_{\text{пр}} = \frac{S_p}{(n_T - n_{\text{отк}}) \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} \leq (1,3 \div 1,4), \quad (116)$$

Коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в аварийных режимах,

$$k_{\text{пр}} = \frac{90,55}{(2 - 1) \cdot 63} = 1,38 .$$

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям, так как коэффициент перегрузки не должен превышать 1,4. Выбранный трансформатор проходит по коэффициенту допустимой перегрузки.

Для рассматриваемой подстанции принимаем два ТМ-63/10.

9 Расчет молниезащиты главной понизительной подстанции

Защита подстанции от прямых ударов молнии заключается в исключении возможности удара молнии непосредственно в оборудование подстанции, при котором возможны разрушения, загорание, взрывы оборудования при прохождении по нему тока молнии. Ток молнии вызывает электромагнитное, тепловое и механическое воздействие на объекты.

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам.

Молнии характеризуются большим разрушающим действием, объясняемым большими амплитудой, крутизной нарастания и интегралом тока.

В соответствии с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозových волн, набегających с линий электропередачи, защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории:

открытые распределительные устройства (ОРУ), в том числе шинные мосты и гибкие связи;

здания машинного зала и закрытые распределительные устройства;

здания маслохозяйства.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.

На рисунке 5 представлена зона защиты стержневых молниеотводов.

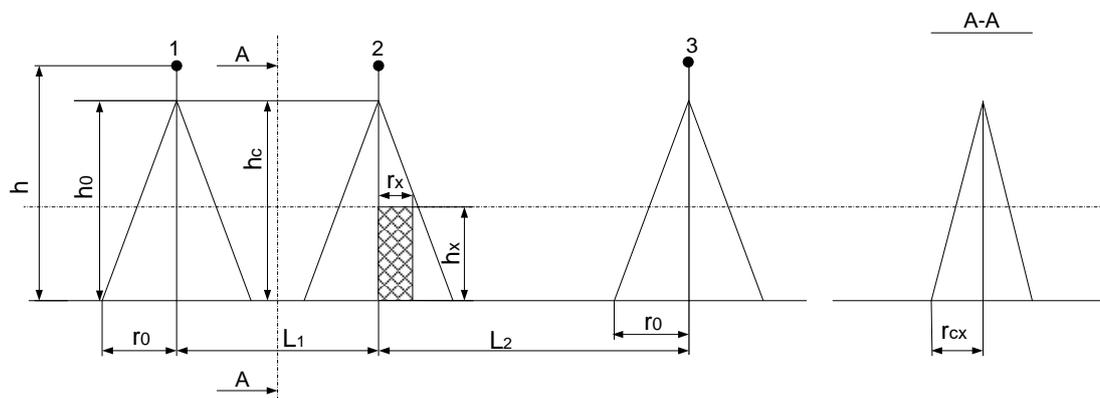


Рисунок 5 – Зона защиты стержневых молниеотводов

Первым этапом проектирования системы молниезащиты является вычерчивание плана и разреза главной понизительной подстанции и указание основных размеров на чертеже (представлен в графической части проекта).

Далее, выявляют наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молнии.

После этого, ориентировочно выбирают места установки молниеотводов на линейных и шинных порталах подстанции (показано на чертеже).

Выбирают наибольший прямоугольник, образованный точками установки молниеотводов (точки 1, 2, 3 и 4 на рисунок б).

Предварительно зададим высоту стержня молниеотвода,

$$h = 25 \text{ м,}$$

Учитывая размеры, определяют диагональ между точками 1 и 3

$$L_{1-3} = 47,5 \text{ м,}$$

Необходимо определить, образуют ли стержни в точках 1 и 3 общую зону защиты (то есть являются двойным молниеотводом) и имеется ли в этой зоне провал.

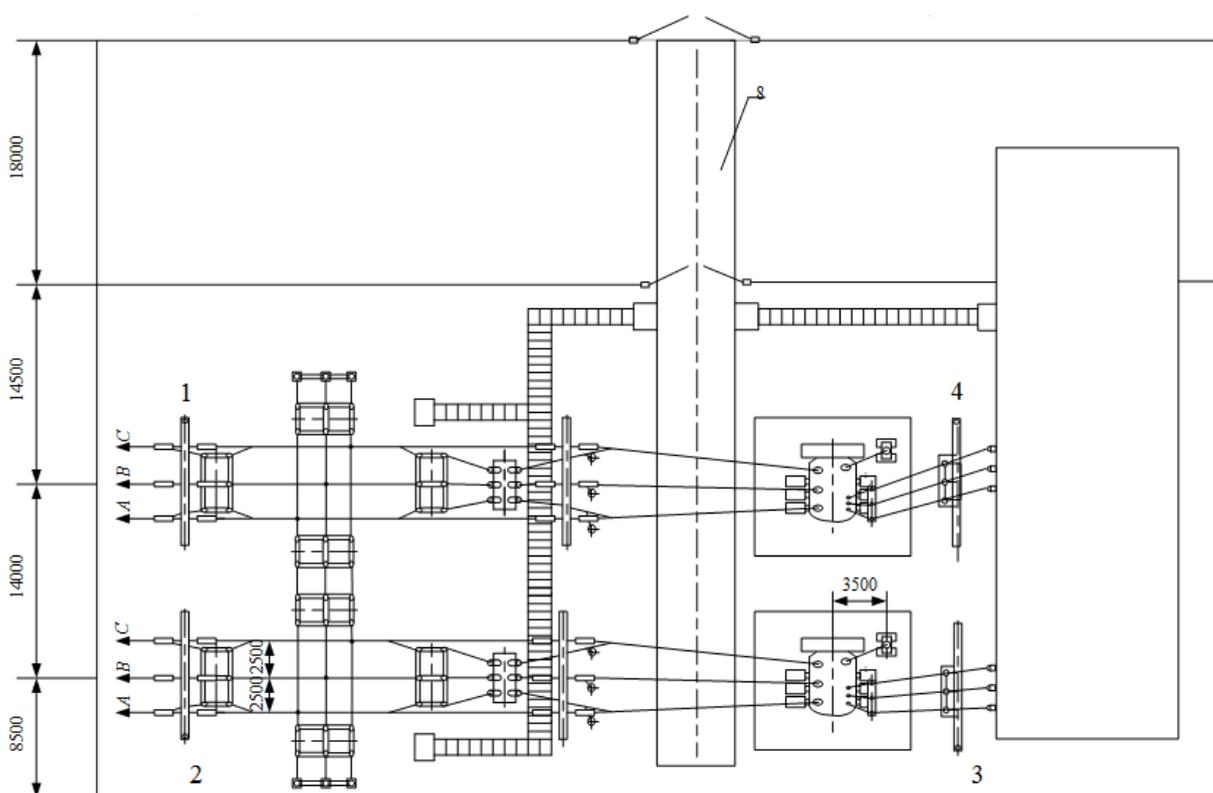


Рисунок б - Расположение молниеотводов на порталах ОРУ 110 кВ ГПП.

Молниеотвод считается двойным, если соблюдается условие, м,

$$L \leq L_{max}, \tag{117}$$

где L – расстояние между расчётными точками установки, м;
 L_{max} – предельная величина этого расстояния, м.

$$L_{max} = 4,35 \cdot h, \tag{118}$$

$$L_{max} = 4,35 \cdot 25 = 108,75 \text{ м.}$$

В данном случае,

$$L_{1-3} \leq L_{max} ,$$

$$47,5 < 108,75, \text{ м.}$$

Граница зоны защиты не имеет провеса при условии, м,

$$L < L_c \tag{119}$$

где L_c – определенное предельное значение, м

$$L_c = 2,25 \cdot h, \tag{120}$$

$$L_c = 2,25 \cdot 25 = 56,25 \text{ м.}$$

В данном случае,

$$L_c < L_{max} ,$$

$$56,25 < 108,75 \text{ м.}$$

Молниеотводы, расположенные в точках 1 и 2, а также 2 и 3, также образуют общую зону защиты, то есть данные пары стержней образуют двойные молниеотводы.

Эти двойные молниеотводы также не имеют провала в зоне защиты, так как для них также выполняются условия 117 и 119.

Далее, определяют предельную высоту молниеотводов при вероятности защиты 0.995, м,

$$h_n = \frac{L_{1-3}}{2.25}, \tag{121}$$

$$h_n = \frac{47,5}{2.25} = 21,1 \text{ м.}$$

Примем высоту молниеотвода,

$$h = h_n = 21,1 \text{ м,}$$

Определим параметры конуса защиты одиночного стержневого молниеотвода при заданной надежности защиты и высоте стержня, м,

$$h_o = 0.72 \cdot h, \quad (122)$$

$$h_o = 0.72 \cdot 21,1 = 15,2 \text{ м,}$$

$$r_o = 0.7 \cdot h, \quad (123)$$

$$r_o = 0.7 \cdot 21,1 = 14,77 \text{ м,}$$

где r_o – радиус конуса, м;

h_o – высота конуса, м;

Радиус зоны защиты одного молниеотвода на заданной высоте h_x , м,

$$r_x = \frac{r_o(h_o - h_x)}{h_o}, \quad (124)$$

$$r_x = \frac{14,77 \cdot (15,2 - 11)}{15,2} = 4,076 \text{ м.}$$

Построим зону защиты, образованную молниеотводами высотой 21,1 м (рисунок 7.).

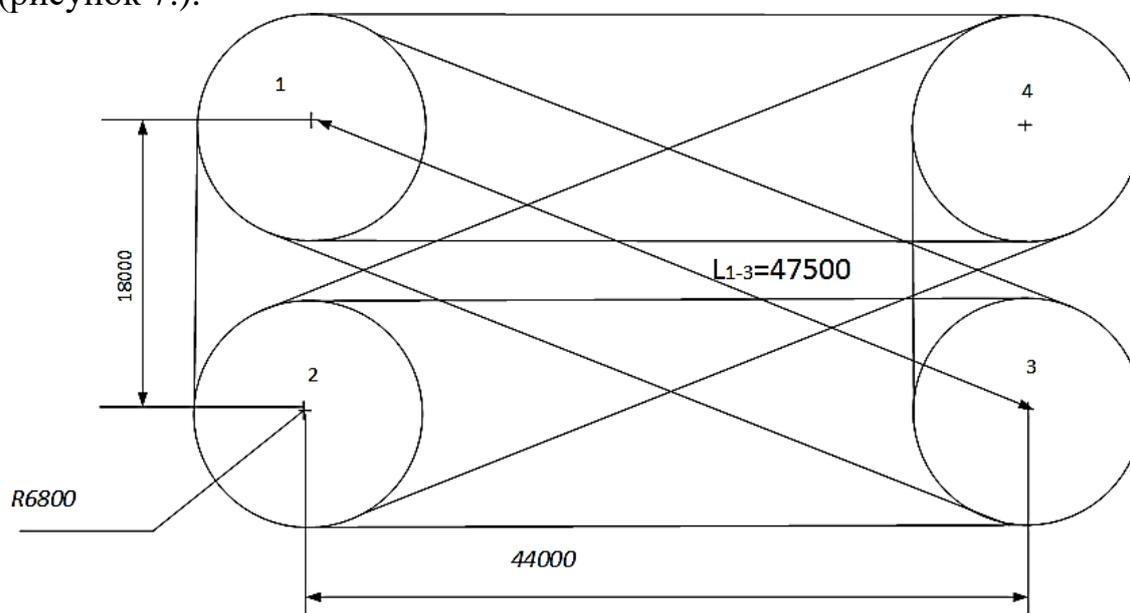


Рисунок 7 - Зона молниезащиты при высоте стержневого молниеотвода $h = 21,1$ м

Таким образом, при высоте молниеотводов 21,1 м, зона не имеет провалов и обеспечивает защиту территории главной понизительной подстанции предприятия.

10 Расчет заземления главной понизительной подстанции

При прикосновении человека к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением или к металлическим частям, которые оказываются под напряжением вследствие пробоя или неисправности изоляции токоведущих частей, может произойти поражение электрическим током.

Чтобы обеспечить безопасность людей, работающих на установках напряжением до 1000В и выше необходимо сооружать заземляющие устройства и заземлять металлические части электрического оборудования и электрических установок.

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ или допустимого напряжения прикосновения.

Расчет по допустимому сопротивлению $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющих устройств для подстанций небольшой площадью, не имеющих естественных заземлителей. Опыт эксплуатации распределительных устройств 110 кВ и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины R_3 .

Обоснованием этого служат следующие соображения. В момент прикосновения человека к заземленному оборудованию, находящемуся под потенциалом, часть сопротивления заземлителя шунтируется сопротивлением тела человека $R_{ч}$, и сопротивлением растеканию тока от ступеней в землю R_c .

На тело человека фактически будет действовать напряжение:

$$U_{ч} = U_{пр} - U_c, \quad (125)$$

где $U_c = I_{ч} \cdot R_c$ – падение напряжения в сопротивлении растеканию с двух ступней человека в землю.

Если принять ступню за диск радиусом 8 см, то сопротивление растеканию тока от ступней, Ом:

$$R_c = \frac{\rho_{в,с}}{2 \cdot 4r} = 1,5 \cdot \rho_{в,с}, \quad (126)$$

$$R_c = 1,5 \cdot 150 = 225,$$

где $\rho_{в,с} = 150 \text{ Ом}$ – удельное сопротивление верхнего слоя, по [17, табл. 8.1.], за верхний слой примем суглинок.

Ток, протекающий через человека, А:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{пр}} - U_{\text{с}}}{R_{\text{ч}}}, \quad (127)$$

Опасность поражения зависит от тока и его длительности протекания через тело человека.

За расчетную длительность воздействия примем, с:

$$\tau_{\text{в}} = \tau_{\text{рз}} + \tau_{\text{откл.в}}, \quad (128)$$

$$\tau_{\text{в}} = 0,1 + 0,065 = 0,165,$$

где $\tau_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты;

$\tau_{\text{откл.в}}$ – полное время отключения выключателя.

По [18, с. 399] принимаем: $I_{\text{ч}} = 200 \text{ мА}$; $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$.

Допустимое напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{ч}} \cdot R_{\text{ч}} + I_{\text{ч}} \cdot R_{\text{с}}, \quad (129)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot 1000 + 0,2 \cdot 225 = 2540.$$

Наибольшее допустимое напряжение прикосновения определим напряжение на заземлителе, В

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр}}}{K_{\text{п}}}, \quad (130)$$

$$U_{\text{з}} = \frac{225}{0,148} = 1520,$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент напряжения прикосновения.

$$K_{\text{п}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{Г}}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (131)$$

где $l_{\text{в}}$ – длина вертикального заземлителя, равная 5 м;

$L_{\text{Г}}$ – длина горизонтальных заземлителей, равная 960 м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, равное 5 м;

S – площадь заземляющего устройства, равная 2400 м²;

M – параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{150}{50}$;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступеней:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (132)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 225} = 0,82,$$

$$K_{\text{п}} = \frac{0,69 \cdot 0,82}{\left(\frac{5 \cdot 960}{5 \cdot \sqrt{2400}}\right)^{0,45}} = 0,148.$$

Так как $U_{\text{з}} = I_{\text{з}} \cdot R_{\text{з}}$, то сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$R_{\text{з}} \leq \frac{U_{\text{з}}}{I_{\text{з}}}, \quad (133)$$

$$R_{\text{з}} \leq \frac{1520}{2277} = 0,67,$$

где $I_{\text{з}}$ – ток стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ.

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель со стороной, м:

$$\sqrt{S} = \sqrt{40 \cdot 60} = 49.$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (134)$$

$$m = \frac{960}{2 \cdot 49} - 1 = 9.$$

Длина полос в расчетной модели, м:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (135)$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{2400} \cdot (9 + 1) = 980.$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (136)$$

$$b = \frac{49}{9} = 5,45.$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{l_B}, \quad (137)$$

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{2400}}{5} = 40.$$

Общая длина вертикальных заземлителей, м:

$$L_B = n \cdot l_B, \quad (138)$$

$$L_B = 40 \cdot 5 = 200.$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (139)$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{2400}} = 0,12 \geq 0,1.$$

Определяем сопротивление сложного заземлителя, Ом,

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B}, \quad (140)$$

$$R_3 = 0,355 \cdot \frac{61}{\sqrt{2400}} + \frac{61}{980 + 200} = 0,49.$$

где ρ_3 – эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом·км (8, табл.7.6);

L_B – общая длина вертикальных заземлителей, м.

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (141)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{2400}} = 0,355 .$$

Полученное значение меньше $R_{з,доп} = 0,67$ Ом .

Напряжение прикосновения, В:

$$U_{пр} = K_{п} \cdot I_{з} \cdot R_{з} , \quad (142)$$

$$U_{пр} = 0,148 \cdot 759 \cdot 0,49 = 55 .$$

Расчетное напряжение прикосновения меньше допустимого 245 В.

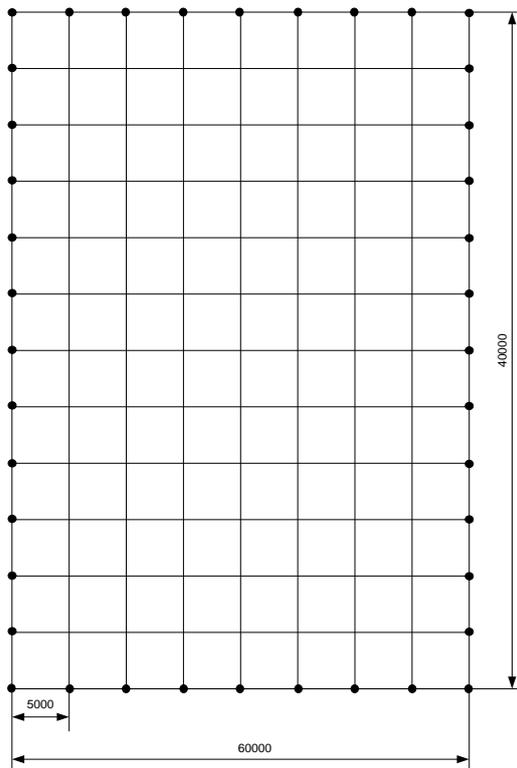


Рисунок 7 – Заземляющий контур ГПП

В качестве искусственных заземлителей применяем прутковую круглую сталь диаметром 10 мм неоцинкованную для вертикальных заземлителей, для горизонтальной укладки – стальные полосы сечением 48 мм².

Длину вертикальных стержневых электродов принимаем равной 5 м, верхний конец вертикального заземлителя заглубляем на 0,7 м от поверхности земли.

11 Релейная защита силового трансформатора ТДН–40000/110

Повреждения и ненормальные режимы работы.

Основные повреждения:

- между или многофазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;
- однофазные КЗ на выводах;
- пожар в стали сердечника.

Междуфазные или многофазные КЗ могут вызывать значительные повреждения оборудования, так как, проходя по оборудованию, ток КЗ нагревает их выше допустимого предела, что может вызывать повреждения изоляции токоведущих частей.

Витковые замыкания в обмотках и пожар стали, сердечника могут привести к выходу из строя трансформатора. От всех видов повреждений релейная защита должна срабатывать мгновенно на отключение выключателей.

Для защиты от таких видов повреждений на трансформаторе устанавливается токовая отсечка мгновенного действия, газовая защита и защита от однофазных КЗ (на стороне ВН трансформатора).

Ненормальные режимы работы:

- внешние КЗ;
- технологическая перегрузка;
- снижения напряжения при внешних КЗ;
- режим недопустимого уровня масла в баке.

При внешних КЗ, и как следствие - снижение напряжения, возникает режим сверхтоков, что может вызвать перегрев или повреждение обмоток трансформатора при определенной продолжительности воздействия.

Для защиты от такого режима на трансформаторе устанавливается – МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Мгновенное срабатывание от такой защиты не требуется, поэтому она срабатывает с некоторой выдержкой времени – $t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t$.

Перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения, приводит к дополнительному перегреву оборудования, и соответственно, к ускоренному износу изоляции, и ее повреждению.

Так как перегрузка это симметричный режим, то достаточно установить реле в одну фазу, которое будет действовать на сигнал, предупреждающий обслуживающий персонал о необходимости разгрузки оборудования.

11.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ

1. ТА1, ТА2 (ВН)

Номинальный ток высокой стороны, А:

$$I_{\text{н}}^{\text{В}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}^{\text{В}}}, \quad (143)$$

$$I_{\text{н}}^{\text{В}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,94,$$

где $S_{\text{н}}$ – мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{н}}^{\text{В}}$ – напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{\text{ТА1}}^{\text{расч}} = I_{\text{н}}^{\text{В}} \cdot k_{\text{сх}} = 209,94 \cdot \sqrt{3} = 363,63, \quad (144)$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, так как схема соединения первичной обмотки «треугольник», $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

Выбираем трансформатор тока ТВТ-110-І-400/5:

– Номинальный ток $I_{\text{ном}} = 400$ А;

– Коэффициент трансформации $n_{\text{ТА1}} = 400/5$.

2. Выбираем трансформаторы напряжения $TV1$ – на стороне ВН и $TV2$ – на стороне НН:

$$n_{\text{TV1}} = \frac{U_{\text{н}}^{\text{В}}}{100}, \quad (145)$$

$$n_{\text{TV1}} = \frac{110000}{100} = 1100.$$

Выбираем трансформатор напряжения $TV1$ – НАМИ-110 УХЛ1.

$$n_{\text{TV2}} = \frac{U_{\text{н}}^{\text{В}}}{100}, \quad (146)$$

$$n_{\text{TV2}} = \frac{10000}{100} = 100.$$

Выбираем трансформатор напряжения $TV2$ – НАМИ-10 УХЛ2.

11.2 Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты от многофазных КЗ применяем токовую отсечку мгновенного действия (ТОМД). Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Расчет уставок.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз} = 4 \cdot I_{н}^B, \quad (147)$$

$$I_{сз} = 4 \cdot 209,94 = 839,76.$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА1}}, \quad (148)$$
$$I_{ср} = 839,76 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\frac{400}{5}} = 18,18.$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, для схемы «треугольник» принимают $\sqrt{3}$;
 $n_{ТА1}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока ТА1.

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 2, \quad (149)$$

$$k_{ч} = \frac{9166,01}{839,76} = 10,9 \geq 2,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

11.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз} = \frac{k_{н} \cdot k_{сз}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (150)$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 293,916 = 829,88,$$

где k_H – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;

$k_{сз}$ – коэффициент самозапуска, принимают от 1 до 3;

k_B – коэффициент возврата принимают равным 0,85;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток стороны ВН.

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_H^B, \quad (151)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot 209,94 = 293,916.$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА2}}, \quad (152)$$

$$I_{\text{ср}} = 829,88 \cdot \frac{1}{\frac{400}{5}} = 10,373.$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5, \quad (153)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{9166,01}{829,88} = 11,044 \geq 1,5,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{сз} = t_{сз}^{\text{см.эл}} + \Delta t, \quad (154)$$

$$t_{сз} = 1 + 0,5 = 1,5.$$

11.4 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Ток срабатывания защита, А:

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} , \quad (155)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 293,916 = 363,073 ,$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,05;

k_B – коэффициент возврата, равный 0,85.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА2}} , \quad (156)$$

$$I_{ср} = 363,073 \cdot \frac{1}{\frac{400}{5}} = 4,54.$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

$I_{сзI} = 9 - 10 \text{ с}$ – сигнал и автоматическая разгрузка;

$I_{сзII} = 40 \text{ мин}$ – отключение.

11.5 Защита от понижения напряжения

Защита от понижения напряжения устанавливается на стороне высокого напряжения.

Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Напряжение срабатывания защиты, кВ:

$$U_{сз} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}} , \quad (157)$$

$$U_{сз} = 0,7 \cdot 110 = 77.$$

Напряжение срабатывания реле, В:

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{n_{TV1}} , \quad (158)$$

$$U_{ср} = \frac{77000}{1100} = 70.$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{\text{ч}}^U = \frac{U_{\text{сз}} \cdot k_{\text{в}}}{U_{\text{ост}}} \geq 1,25, \quad (159)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остаточное напряжение при КЗ в смежном элементе, кВ;
 $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, равен 1,25.

$$k_{\text{ч}}^U = \frac{77 \cdot 1,25}{17,3} = 5,56,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

12 Электробезопасность

12.1 Безопасность производственного и силового оборудования

Для электроснабжения 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;
- кабельные линии номинальным напряжением 10 и 0,4 кВ;
- преобразовательные агрегаты печных установок 10 кВ;
- синхронные двигатели напряжением 10 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 на опасные расстояния в электроустановках до и свыше 1 кВ переменного тока согласно ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 предусмотрены следующие требования безопасности:

- 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.

Обеспечение безопасности силового трансформатора главной понижающей подстанции ТДН-40000/110.

Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный ТДН мощностью 40000 кВ·А предназначен для преобразования трехфазного переменного тока с номинальным напряжением 115 кВ в трехфазный переменный ток с номинальным напряжением 6,3/6,3; 6,3/10,5 или 10,5/10,5 кВ при частоте 50 Гц и рассчитан на работу в открытых электроустановках.

Трансформатор в части воздействия климатических факторов внешней среды соответствует группе условий эксплуатации М2 ГОСТ 17516.1-90. Требования техники безопасности 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, соединение магнитопровода 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 30 – ОПФ и ВПФ при эксплуатации силового трансформатора

Вид ОПФ и ВПФ	Способ ограничения воздействия	Регламентирующие документы.
Повышенный уровень электромагнитного излучения	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

12.1.1 Безопасность элементов конструкции оборудования

Оборудование и элементы оборудования соответствуют общим требованиям безопасности и мерам защиты.

Для исключения возможности случайного повреждения элементов конструкции высоковольтного оборудования все работы на нём производить только по наряду-допуску. Также все помещения с этим оборудованием должны быть заперты.

Для защиты силового трансформатора ТДН-40000/110 от взрыва при коротких замыканиях предусмотрена выхлопная труба, устанавливаемая на крышке бака.

Для исключения возможного повреждения целесообразно применить следующее:

- питающие кабели и кабели контроля и управления требуется проводить в закрытых кабель каналах, либо применять защитные кожухи, препятствующие механическим повреждениям кабеля;
- патрубки и радиаторы системы охлаждения целесообразно закрыть защитными кожухами;
- вентиляторы системы охлаждения необходимо закрыть кожухами;

- вывода трансформатора необходимо закрыть 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, необходимо произвести их заземление и произвести установку предупреждающих знаков.

Для исключения возможности подачи напряжения при производстве работ на оборудовании необходимо предусмотреть невозможность его включения при снятом ограждении (защитных кожухах) и (или) открытых дверцах шкафов.

Для исключения пуска двигателей при снятых ограждениях 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 устанавливаются 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 должны быть защищены от коррозии (или изготовлены из коррозионно-стойких материалов).

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

Элементы оборудования из древесины должны изготавливаться из древесины классов "стойкие" и "среднестойкие" и не должны иметь на поверхности дефектов обработки (например заусенцев, задиров, отщепов, сколов и т.п.).

Элементы оборудования (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 глухозаземлённой нейтралью, перенапряжениях, пробоях напряжения на металлический корпус электрооборудования, защита от перехода напряжения с высшей стороны на низшую в трансформаторах.

12.1.2 Безопасность исходных материалов

При эксплуатации производственного и силового оборудования, в том числе рассматриваемого трансформатора ТДН-40000/110 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.

12.1.3 Механизация и автоматизация технологических операций

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

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.

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

В производстве поликристаллического кремния механизировано осуществляется загрузка сырья, выплавка конечного материала и его транспортировка, при этом используются мостовые краны и конвейеры.

12.1.4 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 и 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 различие 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.

12.1.5 Безопасность средств защиты, входящих в конструкцию оборудования

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;

- окрашивание защитных средств и в какие цвета защитный проводник окрашен в желто-зелёную полосу.

Таблица 31 – 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.

12.1.6 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.

В процессе монтажа монтажники должны находиться на ранее установленных и закреплённых конструкциях или на средствах подмащивания.

Навесные монтажные площадки, лестницы и другие приспособления, необходимые для работы монтажников на высоте, следует устанавливать и закреплять на монтируемых конструкциях до их подъёма для установки в проектное положение.

Для перехода монтажников с одной конструкции на другую следует применять лестницы, переходные мостики и трапы, имеющие ограждения, а там, где это невозможно, – предохранительные пояса, страховочные канаты.

Электромонтажные и наладочные работы должны выполняться в пределах выделенного участка работ.

Безопасность работников при монтаже и демонтаже обеспечивается применением:

- а) лестниц, настилов, подмостей;
- б) платформ, подъёмных клетей, монтажных люлек и других аналогичных средств;
- в) ограждений;
- г) предохранительных поясов и стропов, предохранительных сетей;
- д) мобильных рабочих платформ;
- е) способов подъёма и установки монтируемых несущих конструкций, исключающих их дисбаланс, неустойчивость или перекашивание в процессе этих операций.

Грузоподъёмные крюки, захваты, зажимы и другие приспособления:

- а) имеют размеры, форму, обеспечивающие безопасный захват без повреждения частей несущих конструкций и их надёжную транспортировку;
- б) имеют маркировку с указанием максимально разрешённой нагрузки при самых неблагоприятных условиях подъёма.

Подъём оборудования и его частей должен производиться способами, исключающими их случайное вращение.

На участке, где ведутся монтажные работы, не допускается выполнение других работ и нахождение посторонних лиц.

Способы строповки элементов конструкций и оборудования обеспечивают их подачу к месту установки в положении, близком к проектному.

Элементы монтируемых конструкций или оборудование во время перемещения должны удерживаться от раскачивания и вращения гибкими оттяжками.

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

Во время перерывов в работе не допускается оставлять на весу поднятые элементы конструкций и оборудование.

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

Расстроповку элементов конструкций и оборудования, установленных в проектное положение, следует производить после постоянного или временного их закрепления согласно проекту. Перемещать установленные элементы конструкций или оборудования после их расстроповки, за исключением случаев, предусмотренных проектом производства работ, не допускается.

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 правильную строповку и монтаж.

В условиях взрывоопасной среды применяются инструмент, приспособления и оснастка, исключающие возможность искрообразования.

При перемещении конструкций и оборудования лебедками грузоподъемность тормозных лебедок и полиспастов должна быть равна грузоподъемности тяговых, если иные требования не установлены проектом.

При перемещении конструкций или оборудования несколькими подъемными или тяговыми средствами должна быть исключена перегрузка любого из этих средств, для чего следует применять тормозные средства, обеспечивающие необходимое регулирование скорости спуска.

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 напряжения на отключенных токоведущих частях и случайное прикосновение (приближение) на опасные расстояния к токоведущим частям под напряжением.

Так как ОРУ является электроустановкой высокого напряжения, то все виды ремонта электрооборудования выполняются со снятием напряжения с токоведущих частей.

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 радиogramмы, 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.

В тех случаях, когда производитель работ назначается одновременно допускающим, наряд независимо от способа его передачи заполняется в двух экземплярах, один из которых остается у выдающего наряд.

В зависимости от местных условий (расположения диспетчерского пункта) один экземпляр наряда может оставаться у работника, разрешающего подготовку рабочего места (диспетчера).

Допускающему и производителю работ (наблюдающему) может быть выдано сразу несколько нарядов и распоряжений для поочередного допуска и работы по ним. Выдавать наряд разрешается на срок не более 15 календарных дней со дня начала работы. Наряд может быть продлен 1 раз на срок не более 15 календарных дней со дня продления. При перерывах в работе наряд остается действительным. Продлевать наряд может работник, выдавший наряд, или другой работник, имеющий право выдачи наряда на работы в электроустановке.

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.

В РУ напряжением выше 1000 В для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение к месту работы, принимаем следующие меры:

- у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты на механический замок (в электроустановках напряжением 6-10 кВ с однополюсными разъединителями вместо механического замка или надевать на ножи диэлектрические колпаки);
- должны быть вывешены запрещающие плакаты.

Должны заземляться токоведущие части всех фаз (полюсов) отключенного для работ участка со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за

исключением отключенных для работы сборных шин, на которые достаточно установить одно заземление. Переносные заземления следует присоединять к токоведущим частям в местах, очищенных от краски. В электроустановках напряжением выше 1000 В устанавливая переносные заземления должны два работника: один - имеющий группу IV (из числа оперативного персонала), другой - имеющий группу III; работник, имеющий группу III, может быть из числа ремонтного персонала, а при заземлении присоединений потребителей - из персонала потребителей. На удаленных подстанциях по разрешению административно-технического или оперативного персонала при установке заземлений в основной схеме разрешается работа второго работника, имеющего группу III, из числа персонала потребителей; включать заземляющие ножи может один работник, имеющий группу IV, из числа оперативного персонала.

На приводах (рукоятках приводов) коммутационных аппаратов с ручным управлением (выключателей, отделителей, разъединителей, рубильников, автоматов) во избежание подачи напряжения на рабочее место должны быть вывешены плакаты "Не включать! Работают люди". Должны быть вывешены плакаты "Заземлено" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами. На временные ограждения должны быть нанесены надписи "Стой! Напряжение" или укреплены соответствующие плакаты.

12.1.7 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 грузоподъемных 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].

12.1.8 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 завода 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.

12.1.9 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.

12.1.10 Пожарная безопасность

Трансформатор заполняется трансформаторным маслом, которое является горючим веществом (температура вспышки паров 135°C), 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 рекомендуются 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°C , а эти же материалы погруженные в жидкий изоляционный материал допускают температуру нагрева 105°C .

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°C и не должна превышать температуру окружающей среды более чем на 60°C .

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.

12.1.11 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.

12.1.12 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 очередности 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.

В системе электроснабжения предприятия 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.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Электроснабжение: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Синенко Л. С., Рубан Т. П., Сизганова Е. Ю., Попов, Ю. П. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.

2 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

3 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил

4 Электроснабжение: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: в 2-х ч. Ч. 2 / Синенко, Л. С., Рубан, Т. П., Сизганова, Е. Ю., Попов, Ю. П. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Политехн. ин-т, 2007. – 212 с.

5 Выключатель высоковольтный элегазовый ВЭБ – 110 – 40/2500 У1. // ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш». – Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>

6 Разъединитель РПД – 110– У1. // ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш». – Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>

7 Ячейка КРУ серии D-12P. // АО «ГК» «Таврида Электрик». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

8 Вакуумный выключатель ВВ–TEL–10–20/1000 –У2. // АО «ГК» «Таврида Электрик». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

9 Трансформаторы силовые ТДН-40000/110. // ООО «Электропоставка». – Пермь, 2015. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/>

10 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанции [Текст]: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2005. – 448 с.

11 Автоматический выключатель серии ВА-75-45 до 630А PROxima. // ОАО «ЕКФ». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.ekfgroup.com/>

12 Стекланный шинный изолятор ИШОС-10-20-2 УХЛ2 // АО «АИЗ» «Арматурино-изоляторный завод». – Московская область, г.Латыркино, 2016. – Режим доступа: <http://www.insulators.ru/>

13 Изолятор полимерный проходной ИППУ-10/1250-8 УХЛ2 // АО «АИЗ» «Арматурино-изоляторный завод». – Московская область, г.Латыркино, 2016. – Режим доступа: <http://www.insulators.ru/>

14 Ограничители ОПН-РК-110 // АО «ГК» «Таврида Электрик». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

15 Ограничители ОПН-КР/TEL // АО «ГК» «Таврида Электрик». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

16 Синенко, Л. С. Молниезащита ОРУ и главного корпуса электрической станции [Текст]: Методические указания по дипломному проектированию для студентов направления подготовки дипломированных специалистов / Л. С. Синенко, С. А. Тимофеев, Ю. В. Хейтсон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 20 с.

17 Коновалова, Л. Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст]: Учеб. пособие для техникумов / Л. Д. Рожкова, Л. Л. Коновалова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.

18 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. Взамен ГОСТ 12.2.003-74; дата введ. 01.01.1992. – М.: Стандартиформ, 2007. – 11 с.

19 ГОСТ 12.2.064-81 ССБТ. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1982. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1981. – 8 с.

20 ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1982. – М.: Стандартиформ, 2001. – 15 с.

21 ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1982. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 4с.

22 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1982. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 10 с.

23 Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 с изменением по состоянию на 15 августа 2005г. Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005-854с.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработчиком данного дипломного проекта был произведен расчет электрических нагрузок предприятия и определен центр электрических нагрузок. Для решения вопроса о схеме внешнего электроснабжения было произведено технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения предприятия. Произведен выбор электрооборудования для внешнего и внутреннего электроснабжения, расчет и выбор средств компенсации реактивной

мощности предприятия. Проведен расчет релейной защиты силового трансформатора ГПП. Произведен расчет защитного заземления и молниезащиты ОРУ ГПП.

В результате проведенных расчетов была разработана система электроснабжения локомотивного депо, отвечающая всем необходимым требованиям по бесперебойности и надежности электроснабжения.

ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное)

Расчет токов короткого замыкания

Базисные единицы для расчета токов КЗ:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\sigma 1} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 2} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 3} = 0,4 \text{ кВ};$$

Базисные токи для расчета токов КЗ, А [1],

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,525;$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499;$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,338;$$

Исходные данные схемы замещения для расчета токов КЗ:

ВЛ110кВ:

$$l_{01} = 13 \text{ км};$$

$$r_{01} = 0,2 \text{ Ом / км};$$

$$x_{01} = 0,416 \text{ Ом / км};$$

ГПП:

$$\Delta P_{\text{КЗ1}} = 170 \text{ кВт};$$

$$S_{T1} = 40 \text{ МВА};$$

$$u_{\text{КЗ1}} = 10,5\%;$$

ВЛ10кВ(3):

$$l_{03} = 0,138 \text{ км};$$

$$r_{03} = 0,048 \text{ Ом / км};$$

$$x_{03} = 0,160 \text{ Ом / км};$$

ВЛ10кВ(2):

$$l_{02} = 0,094 \text{ км};$$

$$r_{02} = 0,625 \text{ Ом / км};$$

$$x_{02} = 0,086 \text{ Ом / км};$$

ЦТП 250кВА :

$$\Delta P_{K32} = 3,85 \text{ кВт};$$

$$S_{T2} = 0,25 \text{ МВА};$$

$$u_{K32} = 4,5\%;$$

СДН :

$$S_{CD} = 2,24 \text{ МВА};$$

$$x_d = 0,2 \text{ Ом}.$$

Расчет параметров схемы замещения в относительных единицах.

$$x_{T1*} = \frac{u_{K31} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{T1}} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,263;$$

$$x_{T2*} = \frac{u_{K32} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{T2}} = \frac{4,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,25} = 18;$$

$$x_{Л1*} = x_{01} \cdot l_{01} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0,416 \cdot 13 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,045;$$

$$x_{Л2*} = x_{02} \cdot l_{02} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} = 0,086 \cdot 0,094 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,007;$$

$$x_{Л3*} = x_{03} \cdot l_{03} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} = 0,160 \cdot 0,138 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,02;$$

$$r_{Л1*} = r_{01} \cdot l_{01} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0,2 \cdot 13 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,02;$$

$$r_{Л2*} = r_{02} \cdot l_{02} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} = 0,625 \cdot 0,094 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,053;$$

$$r_{Л3*} = r_{03} \cdot l_{03} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} = 0,048 \cdot 0,138 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,006;$$

$$x_{CD*} = x_d \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{CD}} = 0,2 \cdot \frac{100}{2,24} = 8,929,$$

Расчет тока КЗ в точке К-1. Суммарное сопротивление до точки К-1.

$$x_{\Sigma 1*} = x_{Л1*} = 0,041.$$

$$r_{\Sigma 1*} = r_{Л1*} = 0,02.$$

Ток КЗ в точке К-1 определяется по формуле, кА [1],

$$I_{K1} = \frac{I_{\sigma 1}}{\sqrt{r_{\Sigma 1*}^2 + x_{\Sigma 1*}^2}} = \frac{0,525}{\sqrt{0,02^2 + 0,041^2}} = 10,584.$$

Суммарное сопротивление до точки К-2:

$$x_{\Sigma 2 \text{ сист}^*} = x_{\Sigma 1^*} + x_{T2^*} = 0,045 + 0,263 = 0,307;$$

$$x_{\Sigma 2 \text{ СД}^*} = x_{\text{СД}^*} + x_{J12^*} = 8,929 + 0,007 = 8,936;$$

Токи КЗ в точке К-2 со стороны системы и со стороны синхронных двигателей, кА,

$$I_{K2 \text{ сист}} = \frac{I_{\delta 2}}{x_{\Sigma 2 \text{ сист}^*}} = \frac{5,499}{0,307} = 17,899.$$

$$I_{K2 \text{ СД}} = \frac{I_{\delta 2}}{x_{\Sigma 2 \text{ СД}^*}} = \frac{5,499}{8,936} = 0,615.$$

Ток КЗ в точке К-2, кА,

$$I_{K2} = I_{K2 \text{ сист}} + I_{K2 \text{ СД}} = 17,899 + 0,615 = 18,515.$$

Расчет эквивалентного сопротивления до точки К-3:

$$x_{\text{экв}^*3} = \frac{x_{\Sigma 2 \text{ сист}^*} \cdot x_{\Sigma 2 \text{ СД}^*}}{x_{\Sigma 2 \text{ сист}^*} + x_{\Sigma 2 \text{ СД}^*}} = \frac{0,307 \cdot 8,936}{0,307 + 8,936} = 0,297.$$

Коэффициенты распределения до точки К-3:

$$K_{P1} = \frac{x_{\text{экв}^*3}}{x_{\Sigma 2 \text{ сист}^*}} = \frac{0,297}{0,307} = 0,967;$$

$$K_{P2} = \frac{x_{\text{экв}^*3}}{x_{\Sigma 2 \text{ СД}^*}} = \frac{0,297}{8,936} = 0,033.$$

Результирующее сопротивление до точки К-3:

$$x_{\text{рез}^*3} = x_{\text{экв}^*3} + x_{J12^*} = 0,297 + 0,007 = 0,304.$$

$$x_{\text{рез}13^*} = \frac{x_{\text{рез}^*3}}{K_{P1}} = \frac{0,304}{0,967} = 0,315.$$

$$x_{\text{рез}23^*} = \frac{x_{\text{рез}^*3}}{K_{P2}} = \frac{0,304}{0,033} = 9,157.$$

Токи КЗ в точке К-3, кА,

$$I_{K3 \text{ сист}} = \frac{I_{\delta 2}}{x_{\text{рез}13^*}} = \frac{5,499}{0,315} = 17,468.$$

$$I_{K3 \text{ СД}} = \frac{I_{\delta 2}}{x_{\text{рез}23^*}} = \frac{5,499}{9,157} = 0,601.$$

$$I_{K3} = I_{K3\text{суст}} + I_{K3\text{СД}} = 17,468 + 0,601 = 18,069.$$

Токи КЗ в точке К-4 рассчитываются аналогично токам КЗ в точке К-3. Для определения ударных токов определяют ударный коэффициент:

$$T_{a1} = \frac{x_{\Sigma 1^*}}{r_{\Sigma 1^*}} = \frac{0,041}{0,02} = 2,08.$$

$$K_{\text{ВД1}} = 1,2.$$

$$i_{\text{ВД1}} = K_{\text{ВД1}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1} = 1,2 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,584 = 17,961 \text{ кА}.$$

Расчет тока КЗ в точке К-5 на стороне 0,4 кВ. Перевод сопротивления до точки К-4 в именованные единицы.

$$x_{\text{рез4}} = x_{\text{рез4суст}} \cdot \frac{U_{\delta 2}^2}{S_{\delta}} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,215 \cdot \frac{10,5^2}{100} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \approx 0 \text{ Ом}.$$

Сопротивления цехового трансформатора, Ом,

$$r_{\text{ЦТ}} = \frac{\Delta P_{K33} \cdot U_{\delta 3}^2 \cdot 10^6}{(S_{T3} \cdot 1000)^2} = \frac{3,85 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{(0,25 \cdot 1000)^2} = 9,856,$$

$$x_{\text{ЦТ}} = \sqrt{\left(\frac{u_{K33}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K33}}{S_{T3} \cdot 1000} \right)^2} \cdot \frac{U_{\delta 3}^2 \cdot 10^6}{S_{T3} \cdot 1000} =$$

$$= \sqrt{\left(\frac{4,5}{100} \right)^2 - \left(\frac{3,85}{0,25 \cdot 1000} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2 \cdot 10^6}{0,25 \cdot 1000} = 27,061.$$

Суммарное сопротивление до точки К-5, Ом,

$$x_{\Sigma 5} = x_{\text{ЦТ}} = 27,061,$$

$$r_{\Sigma 5} = r_{\text{доб}} + r_{\text{ЦТ}} = 15 + 9,856 = 24,856.$$

Определим ток КЗ в точке К-5, кА,

$$I_{K5} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma 5}^2 + x_{\Sigma 5}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{24,856^2 + 27,061^2}} = 6,285.$$

Для определения ударных токов определяют ударный коэффициент:

$$T_{a5} = \frac{x_{\Sigma 5}}{r_{\Sigma 5}} = \frac{27,061}{24,856} = 1,089.$$

$$K_{yD5} = 1,05.$$

$$i_{yD5} = K_{yD5} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K5} = 1,05 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,285 = 9,333 \text{ kA}.$$