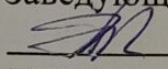


Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
институт
Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Пантелеев

подпись

инициалы, фамилия

«23» 06 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

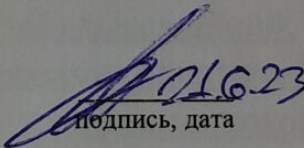
13.03.02.31 «Электроэнергетика»

наименование дисциплины

«Электроснабжение завода тяжёлого машиностроения»

тема

Руководитель

01.06.23

подпись, дата

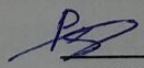
к.т.н., доцент

должность, учёная степень

А.С. Амузаде

инициалы, фамилия

Выпускник

21.06.23

подпись, дата

Д.Е. Рябов

инициалы, фамилия

Красноярск 2023

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
институт
Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В.И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 20__ г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

«Реконструкция электроснабжения завода тяжёлого машиностроения»
тема (вариант)
13.03.02.07 «Электроснабжение»
наименование дисциплины

Руководитель	_____	<u>к.т.н., доцент</u>	<u>А.С. Амузаде</u>
	подпись, дата	должность, учёная степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Д.Е. Рябов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	<u>к.т.н., доцент</u>	<u>А.С. Амузаде</u>
	подпись, дата	должность, учёная степень	инициалы, фамилия

Красноярск 2023

Студенту Рябову Дмитрию Евгеньевичу
 Группа ФЭ19-05Б. Направление (специальность) 13.03.02.
номер код
Электроэнергетика и электротехника.
наименование, профиль

Тема выпускной квалификационной работы:

Электроснабжение завода тяжёлого машиностроения

Утверждена приказом по университету №4121/с от 14.03.23

Руководитель ВКР А.С. Амузаде, к.т.н., доцент, ПИ СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР:

1. Генеральный план завода;
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам;
3. Питание осуществляется от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трансформатора 40 МВА напряжением 110/35/10 кВ;
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 6,1 км;
5. Завод работает в две смены.

Перечень разделов ВКР:

1. Введение;
2. Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения;
3. Определение расчетной нагрузки предприятия;
4. Определение центра электрических нагрузок;
5. Проектирование систем внешнего электроснабжения;
6. Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения;
7. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности;
8. Выбор кабельных линий;
9. Формирование однолинейной схемы промышленного предприятия;
10. Расчет трехфазных токов короткого замыкания;
11. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей;
12. Расчет грозозащиты главной понизительной подстанции;
13. Расчет заземляющих устройств;
14. Релейная защита силового трансформатора ТДНС-10000/35;
15. Безопасность электроустановок.
16. Автоматизированная интеллектуальная диагностика электрических машин

					<i>ДП-13.03.02.07</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Электроснабжение завода тяжёлого машиностроения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Д.Е. Рябов</i>					<i>У</i>	<i>2</i>	<i>109</i>
<i>Проб.</i>	<i>А.С. Амузаде</i>				<i>Кафедра Электроэнергетики</i>			
<i>Н.Контр.</i>								
<i>Утв.</i>	<i>Пантелеев В.И.</i>							

Перечень графического материала:

1. Генеральный план завода с картограммой нагрузок;
2. Технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения;
3. Однолинейная схема электроснабжения завода;
4. План и разрез ГПП;
5. Релейная защита трансформатора;

Руководитель ВКР

подпись

Задание принял к исполнению

подпись

А.С. Амузаде

инициалы и фамилия

Д.Е. Рябов

инициалы и фамилия студента

« » 2023 г.

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		3

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение завода тяжёлого машиностроения» содержит 111 страниц текстового документа, 47 использованных источников, 5 листов графического материала.

Проектирование и расчет ведется для завода тяжёлого машиностроения.

Цели проектирования:

- определение расчетной нагрузки завода в целом;
- выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия;
- определение месторасположения ГПП;
- достижение минимальных потерь электроэнергии;
- обеспечение высокого качества электроэнергии;
- максимальное приближение источников питания к центрам нагрузки;
- обеспечение требуемой надежности электроснабжения.

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		4

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения.....	11
1.1 Классификация цехов по взрыво– и пожароопасности.....	12
1.2 Определение категории цехов по надежности электроснабжения.....	13
2 Определение расчетной нагрузки предприятия.....	14
2.1 Определение расчетной нагрузки цехов.....	14
2.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом.....	19
3 Определение центра электрических нагрузок.....	21
4 Проектирование систем внешнего электроснабжения.....	24
4.1 Выбор схемы электроснабжения предприятия.....	24
4.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия.....	26
4.3 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	27
5 Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения.....	28
5.1 Технико-экономический расчет первого варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 110 кВ.....	29
5.1.1 Выбор сечения проводов ВЛ.....	29
5.1.2 Выбор выключателей.....	30
5.1.3 Выбор трансформаторов.....	30
5.1.4 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения.....	31
5.1.5 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии.....	33
5.1.6 Расчет ущерба от недоотпуска электроэнергии.....	35
5.2 Технико-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 35 кВ.....	38
5.2.1 Выбор сечения проводов ВЛ.....	38
5.2.2 Выбор выключателей.....	39
5.2.3 Выбор трансформаторов.....	39
5.2.4 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения.....	39
5.2.5 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии.....	41
5.2.6 Расчет ущерба от недоотпуска электроэнергии.....	43
6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.....	44
6.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов.....	44
6.2 Выбор мощности конденсаторных батарей.....	47
6.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ.....	48

7	Выбор кабельных линий.....	49
8	Формирование однолинейной схемы промышленного предприятия по шинам ГПП 10 кВ	52
9	Расчет трехфазных токов короткого замыкания.....	53
10	Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей.....	55
10.1	Выбор выключателей и разъединителей	55
10.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН 35 кВ в цепи трансформатора ТДНС-10000/35	56
10.1.2	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН 10 кВ в цепи трансформатора ТДНС-10000/35	57
10.1.3	Выбор секционного выключателя секции шин 10 кВ.....	58
10.1.4	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН 10 кВ в цепи кабельных линий.....	58
10.2	Выбор измерительных трансформаторов тока	59
10.2.1	Выбор трансформаторов тока, встроенных во вводы силового трансформатора ТДНС-10000/35	60
10.2.2	Выбор трансформаторов тока на стороне ВН 35 кВ.....	61
10.2.3	Выбор трансформаторов тока на стороне НН 10 кВ.....	63
10.2.4	Выбор трансформаторов тока в цепи кабельной линии	65
10.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	67
10.3.1	Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН 35 кВ.....	67
10.3.2	Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН 10 кВ	68
10.4	Выбор сборных шин и ошиновок.....	69
10.4.1	Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН.....	69
10.4.2	Выбор жестких шин и ошиновок на стороне НН.....	70
10.5	Выбор изоляторов	72
10.5.1	Выбор подвесных изоляторов на стороне ВН	73
10.5.2	Выбор подвесных изоляторов на стороне НН	74
10.5.3	Выбор проходных изоляторов.....	74
10.6	Выбор ограничителей перенапряжения.....	75
10.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	77
10.8	Выбор предохранителей.....	79
10.9	Выбор автоматических выключателей	81
11	Расчет грозозащиты главной понизительной подстанции.....	81
12	Расчет заземляющих устройств	85
13	Релейная защита силового трансформатора ТДНС-10000/35	88
13.1	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения релейной защиты.....	89
13.2	Защита от многофазных коротких замыканий.....	90
13.3	Защита от сверхтоков внешних коротких замыканий	91
13.4	Защита от технологических перегрузок	92
13.5	Защита от понижения напряжения.....	93

13.6	Защита от повреждений и снижения уровня масла внутри бака трансформатора	93
14	Безопасность электроустановок	94
15	Автоматизированная интеллектуальная диагностика электродвигателей	96
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	100
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	104

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		7

Исходные данные

1. Схема генерального плана завода, рисунок 1.
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода, таблица 1.
3. Питание осуществляется от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 40 МВА каждый, с напряжением 110/35/10 кВ.
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 6,1 км.
5. Завод работает в две смены.

Таблица 1 – Электрические нагрузки завода тяжёлого машиностроения

Номер цеха	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
1	Цех обработки цветных металлов №1	1900
1а	Отделение цеха №1	519
2	Механический цех №2	3850
3	Механический цех №3	1950
4	Инструментальный цех	910
5	Электроремонтный цех	850
6	Деревообрабатывающий цех	230
7	Сборочный цех	1350
8	Склад готовой продукции	65
9	Компрессорная	180
	Компрессорная 10 кВ	2000
10	Цех черного литья	2150
11	Механический цех №4	1750
12	Цех цветного литья	1350
13	Заводоуправление	210
14	Кузнечно-прессовый цех	1500
15	Насосная	760
16	Гараж	180
17	Испытательная станция	950

Освещение цехов и территории определить по площади.

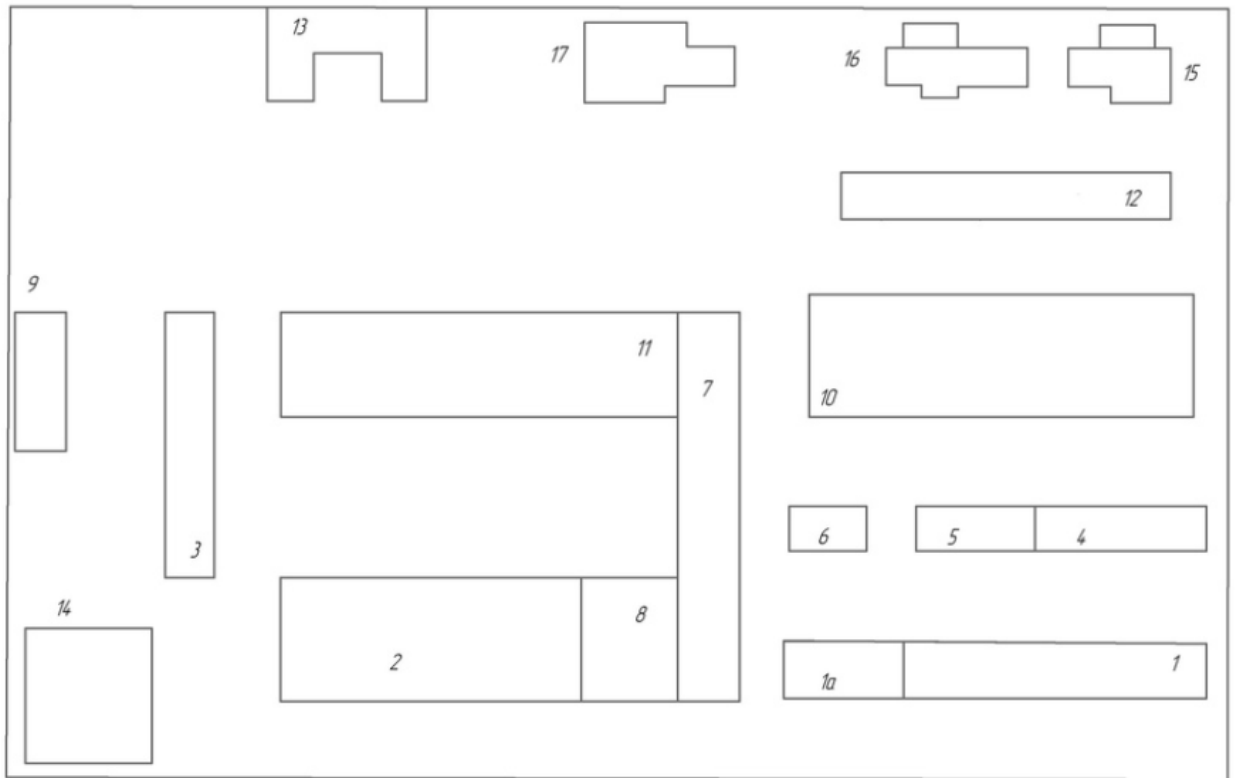


Рисунок 1 – Генеральный план завода

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП 13.03.02.07

Лист

9

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения предприятия, состоящая из сетей напряжением до 1000 В и выше, трансформаторных и преобразовательных подстанций, служит для обеспечения требований производства путем подачи электроэнергии от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества. Система электроснабжения промпредприятия является подсистемой технологической системы производства, которая предъявляет определенные требования к электроснабжению.

Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения промпредприятия являются в оптимизации параметров этой системы путем правильного выбора напряжений, определения электрических нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, конструкций промышленных сетей, средств компенсации реактивной мощности и т.д.

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		10

1 Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения

Основной продукцией данного завода являются механизмы и машины различного назначения, которые поставляются в различные отрасли промышленности.

На данном заводе основную долю в балансе электропотребления 40-50 % составляет металлообработка.

Металлообрабатывающие станки являются самыми многочисленными рабочими машинами среди всех других групп промышленных машин. В эту категорию входят машины для обработки деталей, материалов и изделий методами резания, штамповки,ковки, шлифовки.

Обработка металлов на металлорежущих станках характеризуется большим разнообразием технологических процессов и режимов с присущим им неравномерностью загрузки рабочей машины и межоперационными перерывами. Данной обработке присущ значительный отход металла в стружку.

При обработке металлов давлением (ковке, горячей и холодной штамповке, прессовании, волочении, прокате, гибки) значительно снижаются отходы металла, улучшаются механические свойства обрабатываемых деталей, повышается качество обработки. Ряд изделий из металлов, пластмасс и других материалов изготавливаются только прессованием. Обработка металлов и материалов давлением производится как в горячем, так и в холодном состоянии, который наиболее экономичен.

Нагрузка механических цехов составляет почти половину от всей нагрузки завода. Отличительной особенностью этих цехов является наличие сложных расточных и фрезерных станков, полуавтоматов и полуавтоматических линий.

В термических цехах устанавливаются печи для цементации, соляные ванны, отпускные ванны, установки токов высокой частоты для закалки деталей, вентиляторы и другое оборудование.

Для получения сжатого воздуха избыточным давлением 6-8 атмосфер, сжатия и охлаждения газов при давлении до 1000 атмосфер и выше служат компрессорные станции. Потребителями сжатого воздуха на заводе являются пневматические зажимы, подъемники, обдувы, прессы, молоты и др.

Насосные установки служат для перекачки различных жидкостей и воды на технологические и хозяйственные нужды для канализационных и промышленных стоков.

В зависимости от физических свойств перекачиваемой жидкости в насосных установках используют насосы различных типов и конструкций: центробежные, поршневые и роторные. В целях окончательной сборки и окраски машины, как правило, устанавливаются простые станки.

В этих цехах различными транспортными средствами доставляются крупные узлы и блоки, которые прошли предварительную сборку в соответствующих цехах. Из этих узлов и блоков собираются машины и механизмы в окончательном варианте, доводятся до стандартных норм и после осмотра и приемки отправляются на специальные площадки, а затем заказчикам по договорам.

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		11

1.1 Классификация цехов по взрыво- и пожароопасности

Пожароопасной зоной называется пространство внутри и вне помещений, в пределах которого постоянно или периодически обращаются горючие (сгораемые) вещества, и в котором они могут находиться при нормальном технологическом процессе или его нарушениях.

Выделяют четыре класса пожароопасных зон, согласно которым выбирают и размещают электроустановки в зависимости от классификации горючих материалов (жидкостей, пылей и волокон), обращающихся в технологическом процессе:

1. Зоны класса П-I – зоны, расположенные в помещениях, где образуются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С;
2. Зоны класса П-II – зоны, расположенные в помещениях, где выделяются горючие пыль или волокна с нижним концентрационным пределом воспламенения более 65 г/м³ к объему воздуха;
3. Зоны класса П-IIа – зоны, расположенные в помещениях, где образуются твердые горючие вещества;
4. Зоны класса П-III – зоны, расположенные вне помещения зоны, где образуются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С или твердые горючие вещества.

Для цехов завода тяжёлого машиностроения характерной зоной взрывоопасности является категория В-Iб – зона, расположенная в помещениях, где при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей и которые отличаются одной из следующих особенностей:

1. Горючие газы в этих зонах обладают высоким нижним концентрационным пределом воспламенения (15 % и более) и резким запахом при предельно допустимых концентрациях (например, машинные залы аммиачных компрессорных и холодильных абсорбционных установок).

2. Помещения производств, связанных с обращением газообразного водорода, в которых по условиям технологического процесса исключается образование взрывоопасной смеси в объеме, превышающем 5% свободного объема помещения, имеют взрывоопасную зону только в верхней части помещения. Взрывоопасная зона условно принимается от отметки 0,75 общей высоты помещения, считая от уровня пола, но не выше кранового пути, если таковой имеется (например, помещения электролиза воды, зарядные станции тяговых и стартерных аккумуляторных батарей).

Пункт 2 не распространяется на электромашинные помещения с турбогенераторами с водородным охлаждением при условии обеспечения электромашинного помещения вытяжной вентиляцией с естественным побуждением. Эти электромашинные помещения имеют нормальную среду.

К классу В-Iб относятся также зоны лабораторных и других помещений, в которых ГГ и ЛВЖ имеются в количествах, недостаточных для создания взрывоопасной смеси в объеме, превышающем 5% свободного объема помещения, и

в которых работа с горючими газами и ЛВЖ производится без применения открытого пламени. Эти зоны не относятся к взрывоопасным, если работа с ГГ и ЛВЖ производится в вытяжных шкафах или под вытяжными зонтами [1, п. 7.3.42].

Классификации пожароопасной и взрывоопасной зон цехов представлена в таблице 1.1.

1.2 Определение категории цехов по надежности электроснабжения

Согласно ПУЭ [1, п. 1.2.18] в отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории:

Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Электроприемники второй категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории — все остальные электроприемники, не попадающие под определения первой и второй категорий.

Сведем характеристику производственных цехов в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика производственных цехов

№ цеха	Наименование потребителя	Категория надежности эл/сн	Пожаро-опасная зона	Взрыво-опасная зона
1	Цех обработки цветных металлов №1	II	II-IIa	B-Iб
1a	Отделение цеха №1	II	II-IIa	B-Iб
2	Механический цех №2	II	II-IIa	B-Iб
3	Механический цех №3	II	II-IIa	B-Iб
4	Инструментальный цех	II	II-IIa	B-Iб
5	Электроремонтный цех	II	II-IIa	B-Iб
6	Деревообрабатывающий цех	II	II-IIa	B-Iб
7	Сборочный цех	II	II-IIa	B-Iб
8	Склад готовой продукции	III	II-III	B-Iб
9	Компрессорная	III	II-IIa	B-Iб
	Компрессорная	I	II-IIa	B-Iб
10	Цех черного литья	I	II-IIa	B-Iб
11	Механический цех №4	II	II-IIa	B-Iб

Продолжение таблицы 1.1

12	Цех цветного литья	I	П-IIa	В-Iб
13	Заводуправление	III	П-III	В-Iб
14	Кузнечно-прессовый цех	II	П-IIa	В-Iб
15	Насосная	I	П-IIa	В-Iб
16	Гараж	III	П-III	В-Iб
17	Испытательная станция	II	П-III	В-Iб

2 Определение расчетной нагрузки предприятия

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 [2, с. 6].

2.1 Определение расчетной нагрузки цехов

Расчет ведется по установленной мощности и коэффициенту спроса. Суммарная установленная мощность силового оборудования по цехам завода приводится в исходных данных. Коэффициенты $\cos \varphi$, K_c , K_{co} выбираются по справочным таблицам в зависимости от технологического процесса и режима работы цеха [2, табл. 2.1, табл. 2.3]. Освещение участков и территории цеха рассчитываются по площади. Площадь определяется по генплану.

Расчетная активная силовая нагрузка, кВт:

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

где $P_{ном}$ – суммарная номинальная активная мощность электроприемников цеха, кВт, по исходным данным (табл. 1);

K_c – средний коэффициент спроса, характерный для цеха, о.е., принимаемый по [2, табл. 2.1].

Расчетная реактивная силовая нагрузка, квар:

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

где $tg \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, соответствующий характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности, о.е., принимаемому по [2, табл. 2.1].

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха, кВт:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{но} , \quad (2.3)$$

где K_{co} – средний коэффициент спроса для приемников электрического освещения, характерный для цеха, о.е., принимаемый по [2, табл. 2.3];

$P_{но}$ – установленная мощность приемников электрического освещения, кВт:

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (2.4)$$

где $P_{удо}$ – удельная осветительная нагрузка цеха, кВт/м², по [2, табл. 2.4];

F – площадь цеха по генплану (рис. 1) по исходным данным, м².

Расчетная реактивная нагрузка для осветительной установки с газоразрядными лампами, квар:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg \varphi_o, \quad (2.5)$$

где $tg \varphi_o$ – коэффициент мощности приемников источников света, о.е., принимаемый по [2, табл. 2.5].

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха, кВА:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (2.6)$$

Ниже приведен расчета для цеха цех обработки цветных металлов №1.

Расчетная активная силовая нагрузка по (2.1), кВт:

$$P_p = 0,5 \cdot 1900 = 950 .$$

Расчетная реактивная силовая нагрузка по (2.2), квар:

$$Q_p = 950 \cdot 0,62 = 588,76 .$$

Установленная мощность приемников электрического освещения по (2.4), кВт:

$$P_{но} = 0,001 \cdot 4680 = 4,68 .$$

Расчетная активная осветительная нагрузка цеха по (2.3), кВт:

$$P_{po} = 0,85 \cdot 4,68 = 3,98 .$$

Расчетная реактивная осветительная нагрузка цеха по (2.5), квар:

$$Q_{po} = 3,98 \cdot 0,33 = 1,31 .$$

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		15

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха по (2.6), кВА:

$$S_p = \sqrt{(950 + 3,98)^2 + (588,76 + 1,31)^2} = 1121,72 .$$

Расчет остальных нагрузок цехов производится аналогично. Результаты расчета нагрузок цехов представлены в таблице 2.1.

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		16

Изм.	Лист	№ док.	Подл.	Дата	Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок по цехам																		
					№ цеха	Наименование потребителя	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка				
$P_{ном},$ кВт	$K_c,$ о.е.	$\cos \varphi,$ о.е.	$tg \varphi,$ о.е.	$P_p,$ кВт			$Q_p,$ квар	$F,$ м ²	$P_{удо},$ кВт	$P_{н.о.},$ кВт	$K_{со},$ о.е.	$P_{ро.},$ кВт	$\cos \varphi_о,$ о.е.	$tg \varphi_о,$ о.е.	$Q_{р.о.},$ квар	$P_p + P_{ро.},$ кВт	$Q_p + Q_{ро.},$ квар	$S_p,$ кВА					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19					
Потребители 0,4 кВ																							
1	Цех обработки цветных металлов №1	1900	0,5	0,85	0,62	950	588,76	4680,00	0,001	4,68	0,85	3,98	0,95	0,33	1,31	953,98	590,06	1121,72					
1а	Отделение цеха №1	519	0,6	0,8	0,75	311,4	233,55	1920,00	0,001	1,92	0,8	1,54	0,95	0,33	0,50	312,94	234,05	390,78					
2	Механический цех №2	3850	0,5	0,7	1,02	1925	1963,89	10500,00	0,001	10,50	0,85	8,93	0,95	0,33	2,93	1933,93	1966,83	2758,35					
3	Механический цех №3	1950	0,4	0,8	0,75	780	585,00	3680,00	0,0006	2,21	0,6	1,32	0,95	0,33	0,44	781,32	585,44	976,32					
4	Инструментальный цех	910	0,8	0,8	0,75	728	546,00	2170,00	0,0013	2,82	0,8	2,26	0,95	0,33	0,74	730,26	546,74	912,25					
5	Электроремонтный цех	850	0,4	0,8	0,75	340	255,00	1510,00	0,0013	1,96	0,85	1,67	0,95	0,33	0,55	341,67	255,55	426,66					
6	Деревообрабатывающий цех	230	0,5	0,7	1,02	115	117,32	985,00	0,001	0,99	0,85	0,84	0,95	0,33	0,28	115,84	117,60	165,07					
7	Сборочный цех	1350	0,5	0,7	1,02	675	688,64	7185,00	0,001	7,19	0,85	6,11	0,95	0,33	2,01	681,11	690,65	970,00					
8	Склад готовой продукции	65	0,6	0,8	0,75	39	29,25	3360,00	0,0006	2,02	0,6	1,21	0,95	0,33	0,40	40,21	29,65	49,96					
9	Компрессорная	180	0,5	0,8	0,75	90	67,50	2000,00	0,0006	1,20	0,6	0,72	0,95	0,33	0,24	90,72	67,74	113,22					
10	Цех черного литья	2150	0,4	0,8	0,75	860	645,00	13300,00	0,0006	7,98	0,6	4,79	0,95	0,33	1,57	864,79	646,57	1079,78					
11	Механический цех №4	1750	0,8	0,7	1,02	1400	1428,29	11700,00	0,0011	12,87	0,8	10,30	0,95	0,33	3,38	1410,30	1431,67	2009,63					
12	Цех цветного литья	1350	0,8	0,8	0,75	1080	810,00	4370,00	0,0013	5,68	0,85	4,83	0,95	0,33	1,59	1084,83	811,59	1354,82					
13	Заводуправление	210	0,5	0,8	0,75	105	78,75	3315,00	0,0013	4,31	0,85	3,66	0,95	0,33	1,20	108,66	79,95	134,91					

ДП 13.03.02.07

Изм. Лист	Окончание таблицы 2.1																				
	№ док. Подп. Дата	14	Кузнечно-прес- совый цех	1500	0,5	0,7	1,02	750	765,15	4820,00	0,001	4,82	0,85	4,10	0,95	0,33	1,35	754,10	766,50	1075,26	
		15	Насосная	760	0,65	0,8	0,75	494	370,50	1750,00	0,001	1,75	0,85	1,49	0,95	0,33	0,49	495,49	370,99	618,98	
		16	Гараж	180	0,4	0,8	0,75	72	54,00	2000,00	0,001	2,00	0,8	1,60	0,95	0,33	0,53	73,60	54,53	91,60	
		17	Испытательная станция	950	0,5	0,7	1,02	475	484,60	2750,00	0,001	2,75	0,8	2,20	0,95	0,33	0,72	477,20	485,32	680,63	
		Освещение террито- рии								183335, 00	0,0002	36,67	1	36,67	0,95	0,33	12,05	36,67	12,05	38,60	
		Итого по 0,4 кВ:		20704				11189	9711						98,19			32,27	11287,5 9	9743,47	14968,5 2
		Потребители 10 кВ																			
		5	Компрессорная	2000	0,85	0,9	0,48	1742, 5	843,93										1742,50	843,93	1936,11
		Итого по 10 кВ:		2000, 00				1742, 50	843,93										1742,50	843,93	1936,11
Итого:		22704 ,00				12931 ,90	10555, 13										13030,0 9	10587,4 0	16904,6 3		
Лист 18	ДП 13.03.02.07																				

2.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом

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

Так как цеховые трансформаторы и трансформаторы ГПП еще не выбраны, то потери активной и реактивной мощности в них определим приближенно. Тогда для цеховых трансформаторов потери активной, кВт, и реактивной мощностей, квар:

$$\Delta P = 0,02 \cdot S_p, \quad (2.7)$$

$$\Delta Q = 0,1 \cdot S_p, \quad (2.8)$$

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

По таблице 2.1 $S_p = 14968,52$ кВА.

Потери в цеховых трансформаторах активные, кВт, и реактивные, квар, по формулам (2.7) и (2.8) соответственно:

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot 14968,52 = 299,37,$$

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot 14968,52 = 1496,85.$$

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

$$Q_{\text{КУ}} = \Sigma Q_{p0,4} + \Sigma Q_{p10} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{Э}}, \quad (2.9)$$

где $\Sigma Q_{p0,4}$ – суммарная реактивная расчетная нагрузка потребителей 0,4 кВ с учетом осветительной нагрузки, квар;

ΣQ_{p10} – суммарная реактивная расчетная нагрузка потребителей 10 кВ, квар;

$\Delta Q_{\text{цт}}$ – реактивные потери в цеховых трансформаторах, квар;

$Q_{\text{Э}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность, которая передается энергосистемой предприятию в часы максимальных нагрузок, кВар:

$$Q_{\text{Э}} = k_{\alpha} \cdot \Sigma P_p = 0,24 \cdot 13030,09 = 3127,22, \quad (2.10)$$

где k_{α} – коэффициент, зависящий от номинального напряжения питающих линий, примем 0,24 для ЛЭП 35 кВ, о.е.;

ΣP_p – суммарная активная нагрузка завода, кВт.

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		19

Тогда ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом по (2.9), квар:

$$Q_{КУ} = 9711 + 843,93 + 1496,85 - 3127,22 = 8924,56 .$$

Расчетная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП или ГРП с учетом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки, квар:

$$Q_{p\Sigma 10} = (Q_{p0,4} + \Sigma Q_{p10}) \cdot K_{pм} + Q_{p0} + \Delta Q_{цт} , \quad (2.11)$$

где $K_{pм}$ – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки, прием равным 0,95, о.е.

$$Q_{p\Sigma 10} = (9711 + 843,93) \cdot 0,95 + 32,37 + 1496,85 = 11556,4 .$$

Нескомпенсированная реактивная мощность на шинах 10 кВ ГПП или ГРП, квар:

$$Q = Q_{p\Sigma 10} - Q_{КУ} = 11556,4 - 8924,56 = 2631,84 . \quad (2.12)$$

В качестве компенсирующих устройств принимаем батареи статических конденсаторов. Потери активной мощности в БСК, кВт:

$$\Delta P_{КУ} = P_{уд} \cdot Q_{КУ} = 0,002 \cdot 8924,56 = 17,85 , \quad (2.13)$$

где $P_{уд}$ – удельные потери активной мощности в БСК, составляющие 0,2 % от $Q_{КУ}$, кВт/кВар.

Расчетная активная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП или ГРП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки, кВт:

$$\begin{aligned} P_{p\Sigma 10} &= (P_{p0,4} + \Sigma P_{p10}) \cdot K_{pм} + P_{p0} + \Delta P_{цт} = \\ &= (11189 + 1742,5) \cdot 0,95 + 98,19 + 299,37 \\ &= 12682,49 . \end{aligned} \quad (2.14)$$

Общая активная мощность с учетом потерь в КУ на шинах подстанции, кВт:

$$P = P_{p\Sigma 10} + \Delta P_{КУ} = 12682,49 + 17,85 = 12700,34 . \quad (2.15)$$

Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ ГПП или ГРП с учетом компенсации реактивной мощности, кВА:

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		20

$$S'_{p10} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{12700,34^2 + 2631,84^2} = 12970,17. \quad (2.16)$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Ориентировочно активные, кВт, и реактивные, квар, потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P'_T = 0,02 \cdot S'_{p10} = 0,02 \cdot 12970,17 = 259,4, \quad (2.17)$$

$$\Delta Q'_T = 0,1 \cdot S'_{p10} = 0,1 \cdot 12970,17 = 1297,02. \quad (2.18)$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВА:

$$\begin{aligned} S_{\text{рцт}} &= \sqrt{(P + \Delta P'_T)^2 + (Q + \Delta Q'_T)^2} = \\ &= \sqrt{(12700,34 + 259,4)^2 + (2631,84 + 1297,02)^2} = \\ &= 13542,19. \end{aligned} \quad (2.19)$$

3 Определение центра электрических нагрузок

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

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

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (3.1)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (3.2)$$

где P_{pi} – расчетная силовая нагрузка i -го цеха, кВт;

$P_{p.o.i}$ – расчетная осветительная нагрузка i -го цеха, кВт;

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

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

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		21

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.

Радиус окружности, равный расчетной нагрузке цеха в масштабе, мм:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi} + P_{poi}}{\pi \cdot m}}, \quad (3.3)$$

где m – масштаб, постоянный для всех цехов, необходимый для определения площади круга (нагрузки в масштабе), кВт/мм².

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 по формуле, град:

$$\alpha_i = \frac{360^\circ \cdot P_{poi}}{P_{pi} + P_{poi}}. \quad (3.4)$$

Масштаб генплана $M = 1,67$ м/мм.

Определяем радиус окружностей активных нагрузок, исходя из масштаба генплана. Если принять для наименьшей нагрузки, равной 40,21 кВт (цех № 8), радиус $r_8 = 4,47$ мм, то радиус окружностей активных нагрузок, кВт/мм:

$$m = \frac{P_{p8} + P_{po8}}{\pi \cdot r_8^2} = \frac{40,21}{3,14 \cdot 4,47^2} = 0,64. \quad (3.5)$$

Принимаем масштаб $m = 0,64$ кВт/мм².

Расчет параметров картограммы для цеха № 1 по формулам (3.3) и (3.4).

$$r_1 = \sqrt{\frac{953,98}{3,14 \cdot 0,64}} = 21,77;$$

$$\alpha_1 = \frac{P_{po1} \cdot 360}{P_{p1} + P_{po1}} = \frac{3,98 \cdot 360}{953,98} = 1,50.$$

Аналогично рассчитываются параметры для остальных цехов, результаты расчета представлены в таблице 3.1. Также строим картограмму электрических

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		22

нагрузок в виде окружности с отделением доли осветительной нагрузки (рис. 3.1).

По формулам (3.1) и (3.2) определяем координаты центра активных электрических нагрузок, м:

$$x_0 = \frac{2442488,41}{13030,09} = 187,98 ;$$

$$y_0 = \frac{1381909,07}{13030,09} = 106,35 .$$

Таблица 3.1 – Результаты расчета центра электрических нагрузок

№ цеха	x, м	y, м	$P_p + P_{po}$, кВт	P_{po} , кВт	r, мм	α , град	$(P_p + P_{po}) \cdot x$, кВт·м	$(P_p + P_{po}) \cdot y$, кВт·м
Потребители 0,4 кВ								
1	334,45	34,06	953,98	3,98	21,77	1,50	319057,94	32492,49
2	266,53	34,35	312,94	1,54	12,47	1,77	83407,75	10748,51
3	135,02	44,00	1933,93	8,93	31,00	1,66	261114,62	85092,70
4	58,44	105,90	781,32	1,32	19,70	0,61	45658,38	82740,89
5	354,50	79,28	730,26	2,26	19,05	1,11	258878,22	57895,81
6	308,35	79,28	341,67	1,67	13,03	1,76	105352,58	27087,97
7	261,34	79,28	115,84	0,84	7,59	2,60	30273,06	9183,74
8	223,66	84,66	681,11	6,11	18,40	3,23	152335,55	57661,64
9	198,21	43,97	40,21	1,21	4,47	10,83	7969,93	1768,02
10	10,96	126,05	90,72	0,72	6,71	2,86	994,12	11435,07
11	316,49	134,37	864,79	4,79	20,73	1,99	273697,63	116202,65
12	150,48	131,51	1410,30	10,30	26,47	2,63	212219,99	185466,59
13	317,95	185,26	1084,83	4,83	23,22	1,60	344923,61	200972,66
14	108,13	234,64	108,66	3,66	7,35	12,14	11749,93	25496,78
15	26,23	26,02	754,10	4,10	19,36	1,96	19778,11	19620,07
16	355,61	227,33	495,49	1,49	15,69	1,08	176200,70	112638,85
17	300,26	227,40	73,60	1,60	6,05	7,83	22098,95	16736,73
Итого по 0,4 кВ:			11287,59	98,19			2426724,95	1163867,60
Потребители 10 кВ								
9	10,96	126,05	1742,50	0	29,43	0	19094,46	219638,47
Итого по 10 кВ:			1742,50				19094,46	219638,47
Итого:			13030,09	98,19			2442488,41	1381909,07

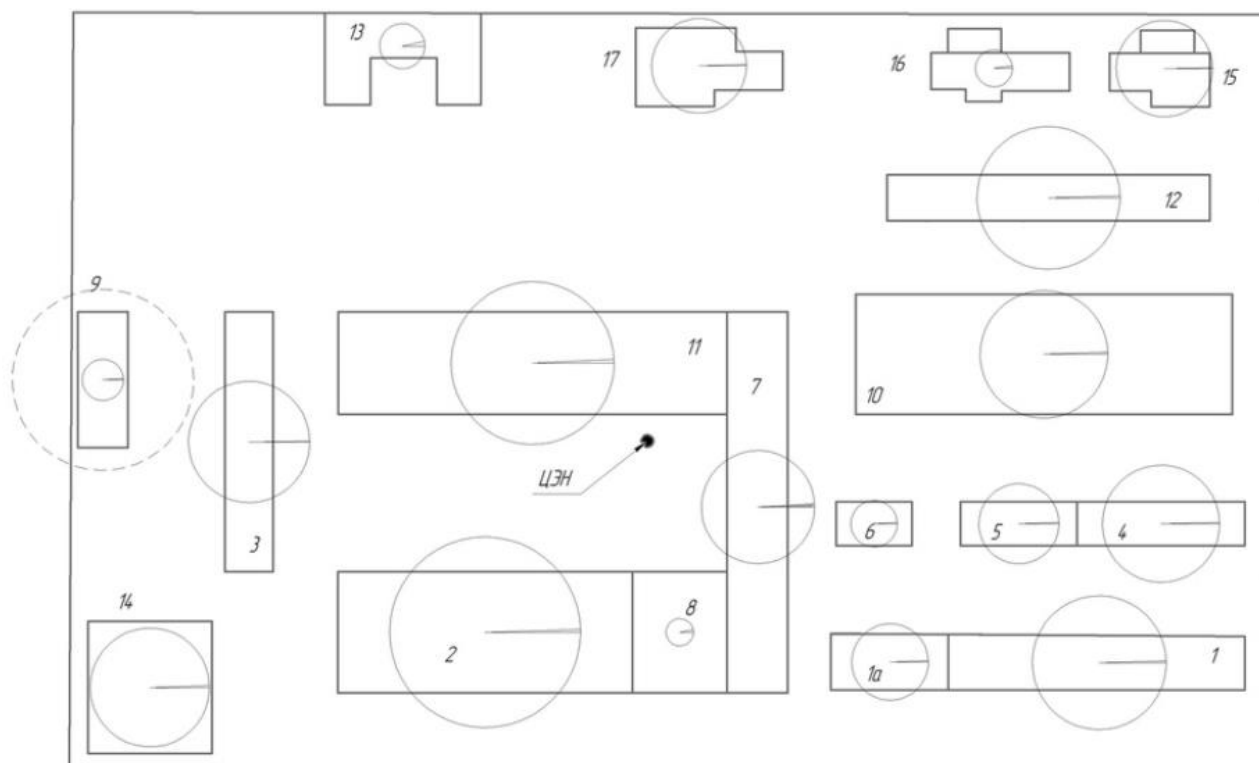


Рисунок 3.1 – Картограмма нагрузок завода

4 Проектирование систем внешнего электроснабжения

4.1 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 [2, с. 52].

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП 13.03.02.07

Лист
24

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.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д. [3, с. 315].

Схема РУ выбирается с учетом схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития, количества присоединяемых ВЛ и трансформаторов, необходимости секционирования и установки компенсирующих устройств, размера и стоимости земельного участка, природно-климатических условий и других факторов.

Схема РУ разрабатывается с учетом назначения подстанции в данной энергосистеме, надежности работы примыкающих ВЛ и подстанций и условий их резервирования [4, п. 1.3.4.1].

Основные требования, предъявляемые к схемам РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, наглядности и простоте, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов и расширения, компактности и др. [4, п. 1.3.4.2].

Число присоединений на стороне ВН, шт.:

$$n = 2. \quad (4.1)$$

Выбираем схему 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [4].

Схема 4Н-два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций. В зависимости от схем сети начальным этапом развития данной схемы возможна схема укрупненного блока (линия + 2 трансформатора). При одной линии и двух трансформаторах разъединители в «перемычке» допускается не устанавливать [4, п. 1.5.5].

Экономические критерии применения:

1. Требуется две ячейки выключателей на четыре присоединения.
2. Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений.
3. Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений.

Критерии надежности:

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		25

1. Отказ линии или выключателя приводит к отключению по одному (авто)трансформатору на всех смежных подстанциях, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не должны приводить к ограничению электроснабжения потребителей при достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе (авто)трансформаторов, а также действию автоматического ввода резерва на стороне низшего и среднего (при наличии) напряжения (авто)трансформатора.

2. Неавтоматическую перемычку со стороны линий следует устанавливать только при наличии технико-экономических обоснований с учетом фактора надежности, поскольку плановые и аварийные простои линий 35-220 кВ непродолжительны, а параметр потока отказов (авто)трансформаторов – один из самых низких среди элементов электрических сетей.

3. Является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ.

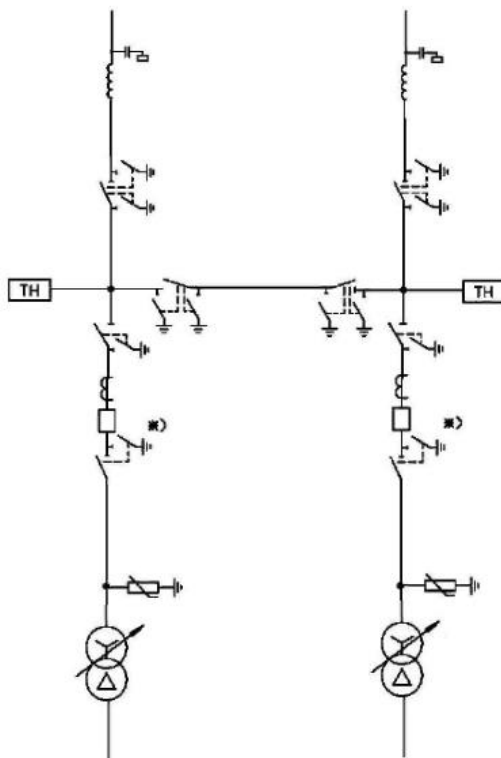


Рисунок 4.1 – Схема 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

4.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение по формуле Стилла [2, с. 55]:

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		26

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_p} = 4,34 \cdot \sqrt{6,1 + 16 \cdot 12,96} = 63,4, \quad (4.2)$$

где l – расстояние от источника питания, км;

P_p – передаваемая мощность, равная сумме расчетной нагрузки предприятия, отнесенной к шинам ВН ГПП, МВт.

Далее по стандартной шкале выбирают два близлежащих значения номинального напряжения:

$$U'_{ст} \leq U \leq U''_{ст}, \quad (4.3)$$

$$35 < 63,4 < 110,$$

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

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

4.3 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

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 категорий с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, кВА:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_p}{k_3 \cdot n_T} = \frac{13542,19}{0,7 \cdot 2} = 9672,99, \quad (4.4)$$

где S_p – полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВА, по (2.19);

k_3 – коэффициент загрузки трансформаторов, о.е;

n_T – количество трансформаторов, шт.

Принимаем стандартную мощность трансформатора $S_H = 10000$ кВА.

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

$$k_3^{н.р.} = \frac{S_p}{n_T \cdot S_H} = \frac{13542,19}{2 \cdot 10000} = 0,67 < 0,7. \quad (4.5)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы входит в предел рекомендуемых значений.

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

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		27

$$k_3^{\text{п.ав.}} = \frac{S_p}{(n_T - 1) \cdot S_H} = \frac{13542,19}{(2 - 1) \cdot 10000} = 1,35 < 1,4. \quad (4.6)$$

Принимаем трансформаторы мощностью 10000 кВА.

5 Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП). Так как имеются потребители I-ой категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии.

Согласно заданию питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора с напряжением 110/35/10 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения:

- воздушной линией 110 кВ;
- воздушной линией 35 кВ.

Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 5.1.

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		28

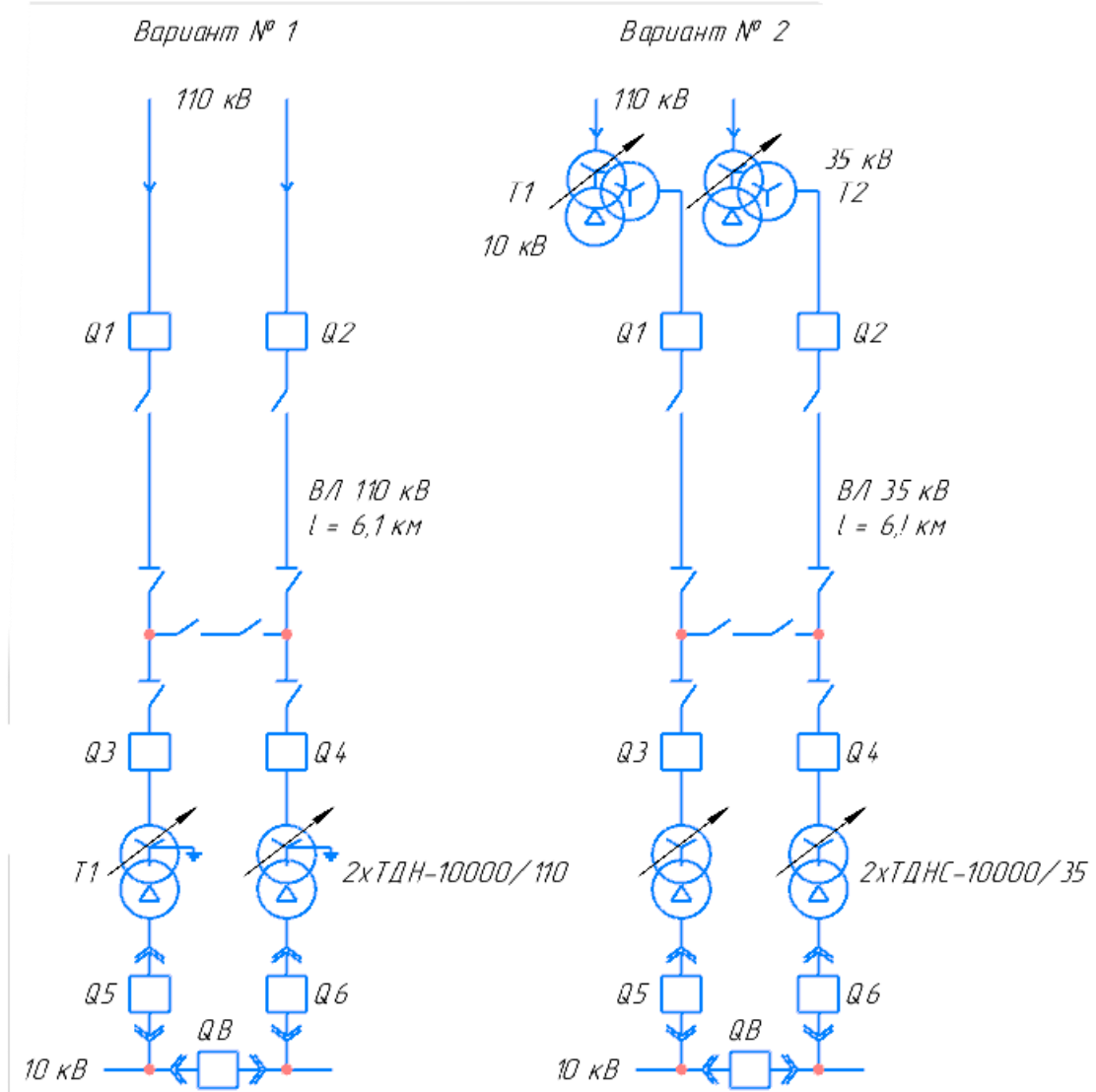


Рисунок 5.1 – Варианты схем электроснабжения: а) 1 вариант (110 кВ); б) 2 вариант (35 кВ)

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

5.1.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Расчетный ток линий ГПП в нормальном режиме, А:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{13542,19}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 35,54, \quad (5.1)$$

где S_p – полная расчетная мощность завода, кВА, по (2.19);

n – количество цепей воздушной линии, шт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение питающей линии, кВ.

Максимальный рабочий ток в послеаварийном режиме (обрыв одной цепи), А:

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП 13.03.02.07

Лист

29

$$I_{p.max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot (n - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{13542,19}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 71,09, \quad (5.2)$$

Экономически целесообразное сечение провода, мм²:

$$S_{э} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{35,54}{1,1} = 32,31, \quad (5.3)$$

где $j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², по [1, с. 41, табл. 1.3.36] принято для алюминиевых проводов при числе использования максимума нагрузки $T_{max} = 4000$ ч. [2, с. 65, табл. 4.2].

Минимально допустимое сечение проводов воздушных линий по условиям короны и механической прочности для 110 кВ является 70 мм². Принимаем сталеалюминевый провод марки АС 70/11 [5]. Допустимый ток для данного провода $I_{доп} = 265$ А [1, с. 36, табл. 1.3.29].

Условие проверки по допустимому нагреву:

$$I_{доп} \geq I_{p.max}, \quad (5.4)$$

$$265 \geq 71,09.$$

Условие выполняется.

5.1.2 Выбор выключателей

Предварительно выбираем головные выключатели (Q_1 и Q_2) и выключатели, установленные на ГПП (Q_3 и Q_4) по номинальным данным ($U_{н.в} \geq U_n$, $I_{н.в} \geq I_{раб.мах}$, $S_{откл.в} \geq S_{откл.р}$ или $I_{откл.в} \geq I_{откл.р}$). Известно, что $U_n = 110$ кВ, $I_{раб.мах} = 168,11$ А.

Выбираем элегазовые колонковые выключатели типа ВГТ-110 с номинальными данными $U_{н.в} = 110$ кВ, $I_{н.в} = 2000$ А, $I_{откл.в} = 40$ кА [6], что соответствует расчетным условиям.

5.1.3 Выбор трансформаторов

Для питания завода на ГПП устанавливаем два трансформатора ТДН-10000/110 [7].

Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 5.1.

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		30

Таблица 5.1 – Каталожные данные трансформатора ТДН-10000/110

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
ТДН-10000/110	10000	110	11	10	58	10,5	0,004

5.1.4 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капиталовложения в высоковольтные выключатели, тыс. руб.:

$$K_{ВВ\Sigma} = n_{ВВ} \cdot K_{ВВ} = 2 \cdot 7703 = 15406, \quad (5.5)$$

где $n_{ВВ}$ – количество ячеек выключателя, шт.;

$K_{ВВ}$ – стоимость ячейки одного комплекта элегазового выключателя [8, с. 32, табл. 13], тыс. руб.

Капиталовложения на возведение ВЛ, тыс. руб.:

$$K_{ВЛ\Sigma} = n_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ} \cdot l_{тр} = 2 \cdot 971,5 \cdot 6,1 = 11852, \quad (5.6)$$

где $n_{ВЛ}$ – количество цепей воздушной линии, шт.;

$K_{ВЛ}$ – базисный показатель стоимости ВЛ, принимаем для ЛЭП со сталеалюминевыми проводами сечением до 150 мм², количеством цепей на опоре равным 2, с характеристикой промежуточных опор – железобетонные свободностоящие [8, с. 13, табл. 1], тыс. руб.;

$l_{тр}$ – длина трассы ВЛ, км.

Капиталовложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{ЛЭП} = K_{ВВ\Sigma} + K_{ВЛ\Sigma} = 15406 + 11852 = 27258. \quad (5.7)$$

Для получения полной стоимости ВЛ к итоговой величине добавляют затраты, сопутствующие строительству [10, с. 14, п. 2.3], также учитывают региональный коэффициент.

Коэффициент, учитывающий затраты, сопутствующие строительству ВЛ [8, с. 14], о.е.:

$$k_{\Sigma ВЛ} = 1 + \frac{3,3 + 5 + 3 + 8}{100} = 1,193, \quad (5.8)$$

где 3,3 – затраты на временные здания и сооружения, %;

5 – прочие работы и затраты, %;

3 – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль %;

8 – затраты на проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор, %.

Капиталовложения в ЛЭП с учетом сопутствующих строительству затрат, тыс. руб.:

$$K'_{\text{ЛЭП}} = k_{\text{СВЛ}} \cdot k_{\text{рег.}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} = 1,193 \cdot 1,09 \cdot 27258 = 35445,49, \quad (5.9)$$

где $k_{\text{СВЛ}}$ – суммарный коэффициент, учитывающий затраты, сопутствующие строительству ВЛ, о.е.;

$k_{\text{рег.}}$ – коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия осуществления строительства, для Сибирского федерального округа равен 1,09 о.е.

Определим капиталовложения на сооружение подстанции.

Капиталовложения в трансформаторы, тыс. руб.:

$$K_{\text{ТГ}} = n_{\text{Т}} \cdot K_{\text{Т}} = 2 \cdot 4860 = 9720, \quad (5.10)$$

где $n_{\text{Т}}$ – количество трансформаторов, шт;

$K_{\text{Т}}$ – стоимость трансформатора ТДН-10000/110 [8, с. 34, табл. 14], тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение ОРУ 110 кВ по схеме «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», тыс. руб.:

$$K_{\text{ОРУ}} = n_{\text{ВВ}} \cdot K_0^{\text{ОРУ}} = 2 \cdot 15200 = 30400, \quad (5.11)$$

где $K_0^{\text{ОРУ}}$ – базисные показатели стоимости открытых ПС [8], тыс. руб.

Постоянная часть затрат на строительство подстанции по схеме «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [8, с. 38, табл. 25], тыс. руб.:

$$K_{\text{пост}}^{\text{п/с}} = 9000.$$

Капиталовложения в строительство подстанции, тыс. руб.:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ТГ}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{пост}}^{\text{п/с}} = 9720 + 30400 + 9000 = 49120. \quad (5.12)$$

Для получения полной стоимости ПС к сумме стоимостных показателей ее основных элементов добавляют затраты, сопутствующие строительству [8, с. 29, п. 4.6]. Коэффициент, учитывающий затраты, сопутствующие строительству ПС, о.е.:

$$k_{\Sigma\text{ПС}} = 1 + \frac{1,5 + 8,5 + 3 + 8}{100} = 1,21, \quad (5.13)$$

где 1,5 – затраты на временные здания и сооружения, %;
 8,5 – прочие работы и затраты, %;
 3 – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль %;
 8 – затраты на проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор, %.

Капиталовложения в строительство подстанции с учетом сопутствующих строительству затрат, тыс. руб.:

$$K'_{\text{ПС}} = k_{\Sigma\text{ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} = 1,21 \cdot 49120 = 59435,2. \quad (5.14)$$

Суммарные капиталовложения в первый вариант, тыс. руб.:

$$K = K'_{\text{ЛЭП}} + K'_{\text{ПС}} = 35445,49 + 59435,2 = 94880,69. \quad (5.15)$$

5.1.5 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки производства на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{а}\Sigma} + I_{\text{т}\Sigma} + I_{\text{э}\Sigma}, \quad (5.16)$$

где $I_{\text{а}\Sigma}$ – издержки на амортизацию, тыс. руб./год;
 $I_{\text{т}\Sigma}$ – издержки на ремонт и обслуживание, тыс. руб./год;
 $I_{\text{э}\Sigma}$ – стоимость годовых потерь, тыс. руб./год.
 Издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$I_{\text{а}\Sigma} = I_{\text{а}}^{\text{ВЛ}} + I_{\text{а}}^{\text{ВВ}} + I_{\text{а}}^{\text{T}} + I_{\text{а}}^{\text{В(ГПП)}}, \quad (5.17)$$

где $I_{\text{а}}^{\text{ВЛ}}$, $I_{\text{а}}^{\text{ВВ}}$, $I_{\text{а}}^{\text{T}}$ – амортизационные отчисления по линиям, выключателям и трансформаторам соответственно, тыс. руб.

Норма амортизации $p_{\text{а}}$ определяется с учетом срока полезного использования объекта по [2, с. 100, табл. 6.1].

$$I_{\text{а}\Sigma} = 0,066 \cdot 11852 + 0,066 \cdot 15406 + 0,05 \cdot 9720 + 0,066 \cdot 30400 = 4291,43,$$

Издержки на ремонт и обслуживание, тыс. руб./год:

$$I_{\text{т}\Sigma} = I_{\text{т}}^{\text{ВЛ}} + I_{\text{т}}^{\text{ВВ}} + I_{\text{т}}^{\text{T}} + I_{\text{т}}^{\text{В(ГПП)}}, \quad (5.18)$$

где $I_T^{ВЛ}$, $I_T^{ВВ}$, I_T^T – расходы на эксплуатацию и ремонт по линиям, выключателям и трансформаторам соответственно, тыс. руб.

Норма отчислений на ремонт и эксплуатацию $p_{э,р}$ определяется по [2, с. 104, табл. 6.2], %.

$$I_{т\sum} = \frac{0,8}{100} \cdot 11852 + \frac{5,9}{100} \cdot 15406 + \frac{5,9}{100} \cdot 9720 + \frac{5,9}{100} \cdot 30400 = 3370,85,$$

Стоимость годовых потерь в линиях и трансформаторах, тыс. руб./год:

$$I_{э\sum} = \beta \cdot \Delta W, \quad (5.19)$$

где β – цена 1 кВт·ч электроэнергии, равная $2,48 \cdot 10^{-3}$ [9], тыс. руб./кВт·ч;
 ΔW – суммарные годовые потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч.

Годовые потери активной мощности в линиях, кВт:

$$\Delta P_{л} = R \cdot \frac{S_p^2}{U^2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} \cdot \frac{S_p^2}{U^2} \cdot 10^{-3}, \quad (5.20)$$

где r_0 – удельное сопротивление проводов, Ом/км;
 l – длина линии, км;
 S_p – полная расчетная мощность завода, кВА, по (2.19);
 $n_{ц}$ – количество цепей, шт.

$$\Delta P_{л} = \frac{0,42 \cdot 6,1}{2} \cdot \frac{13542,19^2}{110^2} \cdot 10^{-3} = 19,42.$$

Время использования максимума потерь, ч:

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (5.21)$$

где T_{\max} – число часов использования максимума нагрузки для завода, работающего в две смены, ч.

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,29.$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau_{\max} = 19,42 \cdot 2405,29 = 46710,73. \quad (5.22)$$

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		34

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч/год:

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_B + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{HT}} \right)^2 \cdot \tau_{\max}, \quad (5.23)$$

где n – число трансформаторов, шт.;
 ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;
 T_B – годовое число часов работы трансформатора, ч;
 $\Delta P_{кз}$ – потери холостого хода, кВт;
 S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$\Delta W_T = 2 \cdot 10 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 58 \cdot \left(\frac{13542,19}{10000} \right)^2 \cdot 2405,29 = 303121,41.$$

Суммарные годовые потери электроэнергии, кВт·ч:

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_T = 46710,73 + 303121,41 = 349832,14. \quad (5.24)$$

Тогда стоимость годовых потерь в линиях и трансформаторах по (5.19), тыс. руб./год:

$$И_{\Sigma} = 2,48 \cdot 10^{-3} \cdot 349832,14 = 867,58.$$

Ежегодные издержки производства на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии по (5.16), тыс. руб.:

$$И_{\Sigma} = 4291,43 + 3370,85 + 867,58 = 8529,86.$$

5.1.6 Расчет ущерба от недоотпуска электроэнергии

Согласно методическим указаниям по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС» [10] рассчитаем ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Во внимание принимаются события, связанные с совпадением аварийного отключения одного элемента электрической сети с плановым ремонтом другого элемента. Оцениваются экономические последствия таких отказов и их влияние на надежность электроснабжения.

Единичные отказы (отключения) элементов схемы во внимание не принимаются, поскольку в указанных режимах не должно быть ограничений мощности потребителей [10, с. 12, п. 9.2].

Рассмотрим одновременный отказ воздушной линии и трансформатора, питающегося от второй воздушной линии.

Частота отказов схемы, 1/год:

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		35

$$\omega_{\Sigma} = \omega^0 + \omega' + \omega'', \quad (5.25)$$

где ω^0 – частота отказов одного элемента во время аварийного простоя второго, 1/год;

ω' и ω'' – частота отказов трансформатора во время планового простоя смежной воздушной линии и наоборот соответственно, 1/год.

Частота отказов одного элемента во время аварийного простоя второго, 1/год:

$$\omega^0 = \frac{\omega_T \cdot \omega_{ВЛ} \cdot (T_{в.Т} + T_{в.ВЛ})}{8760}, \quad (5.26)$$

где ω_T – параметр потока отказов трансформатора [10, с. 13, табл. 1], 1/год;

$\omega_{ВЛ}$ – параметр потока отказов ВЛ [10, с. 13, табл. 2], 1/(год·100 км);

$T_{в.Т}$ и $T_{в.ВЛ}$ – среднее время восстановления трансформатора и ВЛ соответственно [10, с. 13, табл. 1, 2], ч.

$$\omega^0 = \frac{0,015 \cdot \frac{0,81 \cdot 6}{100} \cdot (95 + 9,4)}{8760} = 8,69 \cdot 10^{-6}.$$

Частота отказов трансформатора во время планового простоя смежной воздушной линии и наоборот соответственно, 1/год:

$$\omega' = \frac{\omega_T \cdot \mu_{ВЛ} \cdot T_{пл.ВЛ}}{8760} = \frac{0,015 \cdot 2,3 \cdot 85}{8760} = 3,35 \cdot 10^{-4}, \quad (5.27)$$

$$\omega'' = \frac{\omega_{ВЛ} \cdot \mu_T \cdot T_{пл.Т}}{8760} = \frac{\frac{0,81 \cdot 6}{100} \cdot 2,1 \cdot 134}{8760} = 1,56 \cdot 10^{-3}, \quad (5.28)$$

где μ_T и $\mu_{ВЛ}$ – средняя частота плановых ремонтов трансформатора и ВЛ соответственно [10, с. 13, табл. 1, 2], 1/год;

$T_{пл.Т}$ и $T_{пл.ВЛ}$ – средняя продолжительность планового ремонта трансформатора и ВЛ соответственно [10, с. 13, табл. 1, 2], ч.

Тогда частота отказов схемы по (5.25), 1/год:

$$\omega_{\Sigma} = 8,69 \cdot 10^{-6} + 3,35 \cdot 10^{-4} + 1,56 \cdot 10^{-3} = 1,9 \cdot 10^{-3}.$$

Среднее время восстановления схемы, ч:

$$T_{в.ср} = \frac{\omega^0 \cdot \tau^0 + \omega' \cdot \tau' + \omega'' \cdot \tau''}{\omega_{\Sigma}}, \quad (5.29)$$

где τ^0 – время восстановления схемы при отказе одного элемента схемы во время аварийного простоя второго, ч;

τ' и τ'' – время восстановления схемы при отказе трансформатора во время планового простоя смежной воздушной линии и наоборот соответственно, ч.

Время восстановления схемы при отказе одного элемента схемы во время аварийного простоя второго, ч:

$$\tau^0 = \frac{T_{в.Т} \cdot T_{в.ВЛ}}{T_{в.Т} + T_{в.ВЛ}} = \frac{95 \cdot 9,4}{95 + 9,4} = 8,55 . \quad (5.30)$$

Время восстановления схемы при отказе трансформатора во время планового простоя смежной воздушной линии и наоборот соответственно, ч:

$$\tau' = \frac{T_{в.Т} \cdot T_{пл.ВЛ}}{T_{в.Т} + T_{пл.ВЛ}} = \frac{95 \cdot 85}{95 + 85} = 44,86 , \quad (5.31)$$

$$\tau'' = \frac{T_{пл.Т} \cdot T_{в.ВЛ}}{T_{пл.Т} + T_{в.ВЛ}} = \frac{134 \cdot 9,4}{134 + 9,4} = 8,78 . \quad (5.32)$$

Тогда среднее время восстановления схемы по (5.29), ч:

$$T_{в.ср} = \frac{8,69 \cdot 10^{-6} \cdot 8,55 + 3,35 \cdot 10^{-4} \cdot 44,86 + 1,56 \cdot 10^{-3} \cdot 8,78}{1,9 \cdot 10^{-3}} = 15,16 .$$

Среднее время работоспособного состояния схемы, ч:

$$T_{раб} = \frac{8760}{\omega_{\Sigma}} = \frac{8760}{1,9 \cdot 10^{-3}} = 4,61 \cdot 10^6 . \quad (5.33)$$

Коэффициент вынужденного простоя схемы, о.е.:

$$K_{пр} = \frac{T_{в.ср}}{T_{раб} + T_{в.ср}} = \frac{15,16}{4,61 \cdot 10^6 + 15,16} = 3,29 \cdot 10^{-6} . \quad (5.34)$$

Результирующее математическое ожидание недоотпуска электроэнергии, МВт·ч:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{мах} \cdot K_{пр} = 13,03 \cdot 4000 \cdot 3,29 \cdot 10^{-6} = 0,17 , \quad (5.35)$$

где ΔP – ограничение мощности, принимаем по табл. 2.1, МВт.

Экономические последствия из-за недоотпуска электроэнергии в энергосистеме оцениваются по укрупненным значениям удельных ущербов.

Затраты, связанные с экономическими последствиями из-за отказов электроустановок, тыс. руб.:

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		37

$$Y = y_0 \cdot \Delta W = 2482,12 \cdot 0,17 = 421,96, \quad (5.36)$$

где y_0 – удельный ущерб на недоотпущенный 1 кВт·ч электроэнергии, для предприятия, питаемого напряжением 110 кВ $y_0 = 2482,12$ руб./МВт·ч [9].

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб.:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 1} &= E_H \cdot K + И_{\Sigma} + Y = 0,075 \cdot 94880,69 + 8529,86 + 421,96 \\ &= 16067,87. \end{aligned} \quad (5.37)$$

где E_H – ключевая ставка Центробанка без учета риска, на 14 февраля 2023 года ставка составляет 7,5 %, т.е. $E_H = 0,075$.

5.2 Технико-экономический расчет второго варианта схемы электро-снабжения. Питание от шин 35 кВ

5.2.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Расчетный ток линий ГПП в нормальном режиме, А:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{13542,19}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 111,69, \quad (5.38)$$

где S_p – полная расчетная мощность завода с учетом мощности сторонних потребителей, кВА, по (4.4);

n – количество цепей воздушной линии, шт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение питающей линии, кВ.

Максимальный рабочий ток в послеаварийном режиме (обрыв одной цепи), А:

$$I_{p,max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot (n - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{13542,19}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 35} = 223,39, \quad (5.39)$$

Экономически целесообразное сечение провода, мм²:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{111,69}{1,1} = 101,54, \quad (5.40)$$

где $j_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², по [1, с. 41, табл. 1.3.36] принято для алюминиевых проводов при числе использования максимума нагрузки $T_{\text{max}} = 4000$ ч.

Принимаем сталеалюминевый провод марки АС 120/19 [11]. Допустимый ток для данного провода $I_{\text{доп}} = 390$ А [1, с. 36, табл. 1.3.29].

Условие проверки по допустимому нагреву:

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		38

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.мах}} , \quad (5.41)$$

$$390 \geq 223,39 .$$

Условие выполняется.

5.2.2 Выбор выключателей

Предварительно выбираем головные выключатели (Q_1 и Q_2) и выключатели, установленные на ГПП (Q_3 и Q_4) по номинальным данным ($U_{\text{н.в}} \geq U_{\text{н}}$, $I_{\text{н.в}} \geq I_{\text{раб.мах}}$, $S_{\text{откл.в}} \geq S_{\text{откл.р}}$ или $I_{\text{откл.в}} \geq I_{\text{откл.р}}$). Известно, что $U_{\text{н}} = 35$ кВ, $I_{\text{раб.мах}} = 223,39$ А.

Выбираем элегазовые колонковые выключатели типа ВГТ-35 с номинальными данными $U_{\text{н.в}} = 35$ кВ, $I_{\text{н.в}} = 3150$ А, $I_{\text{откл.в}} = 50$ кА [12], что соответствует расчетным условиям.

5.2.3 Выбор трансформаторов

Для питания завода на ГПП устанавливаем два трансформатора ТДНС-10000/35 [7].

Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Каталожные данные трансформатора ТДНС-10000/35

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
ТДНС-10000/35	10000	36,75	10,5	8,5	60	8	0,2

5.2.4 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капиталовложения в высоковольтные выключатели, тыс. руб.:

$$K_{\text{ВВ}\Sigma} = n_{\text{ВВ}} \cdot K_{\text{ВВ}} = 2 \cdot 1200 = 2400 , \quad (5.42)$$

где $n_{\text{ВВ}}$ – количество ячеек выключателя, шт.;

$K_{\text{ВВ}}$ – стоимость ячейки одного комплекта элегазового выключателя [8, с. 32, табл. 13], тыс. руб.

Капиталовложения на возведение ВЛ, тыс. руб.:

$$K_{\text{ВЛ}\Sigma} = n_{\text{ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} \cdot l_{\text{тр}} = 2 \cdot 852,4 \cdot 6,1 = 10399,28 , \quad (5.43)$$

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		39

где $n_{ВЛ}$ – количество цепей воздушной линии, шт.;

$K_{ВЛ}$ – базисный показатель стоимости ВЛ, принимаем для ЛЭП со сталеалюминевыми проводами сечением более 150 мм², количеством цепей на опоре равным 2, с характеристикой промежуточных опор – железобетонные свободностоящие [8, с. 13, табл. 1], тыс. руб.;

$l_{тр}$ – длина трассы ВЛ, км.

Капиталовложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{ЛЭП} = K_{ВВЛ} + K_{ВЛЛ} = 2400 + 10399,28 = 12799,28. \quad (5.44)$$

Для получения полной стоимости ВЛ к итоговой величине добавляют затраты, сопутствующие строительству [8, с. 14, п. 2.3], также учитывают региональный коэффициент.

Капиталовложения в ЛЭП с учетом сопутствующих строительству затрат, тыс. руб.:

$$K'_{ЛЭП} = k_{СВЛ} \cdot k_{рег.} \cdot K_{ЛЭП} = 1,193 \cdot 1,09 \cdot 12799,28 = 16643,8, \quad (5.45)$$

где $k_{СВЛ}$ – суммарный коэффициент, учитывающий затраты, сопутствующие строительству ВЛ по (5.8), о.е.;

$k_{рег.}$ – коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия осуществления строительства, для Сибирского федерального округа равен 1,09 о.е.

Определим капиталовложения на сооружение подстанции.

Капиталовложения в трансформаторы, тыс. руб.:

$$K_{ТЛ} = n_{Т} \cdot K_{Т} = 2 \cdot 3538 = 7076, \quad (5.46)$$

где $n_{Т}$ – количество трансформаторов, шт;

$K_{Т}$ – стоимость трансформатора ТДНС-10000/35 [8, с. 34, табл. 14], тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение ОРУ 35 кВ по схеме «блок линия-трансформатор», тыс. руб.:

$$K_{ОРУ} = n_{ВВ} \cdot K_0^{ОРУ} = 2 \cdot 7600 = 15200, \quad (5.47)$$

где $K_0^{ОРУ}$ – базисные показатели стоимости открытых ПС [8], тыс. руб.

Постоянная часть затрат на строительство подстанции по схеме «блок линия-трансформатор» [8, с. 38, табл. 25], тыс. руб.:

$$K_{пост}^{п/с} = 5500.$$

Капиталовложения в строительство подстанции, тыс. руб.:

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		40

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ТС}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{пост}}^{\text{п/с}} = 7076 + 15200 + 5500 = 27776 . \quad (5.48)$$

Для получения полной стоимости ПС к сумме стоимостных показателей ее основных элементов добавляют затраты, сопутствующие строительству [8, с. 29, п. 4.6].

Капиталовложения в строительство подстанции с учетом сопутствующих строительству затрат, тыс. руб.:

$$K'_{\text{ПС}} = k_{\Sigma\text{ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} = 1,21 \cdot 27776 = 33608,96 , \quad (5.49)$$

где $k_{\Sigma\text{ПС}}$ – суммарный коэффициент, учитывающий затраты, сопутствующие строительству ПС по (5.13), о.е.;

Суммарные капиталовложения во второй вариант, тыс. руб.:

$$K = K'_{\text{ЛЭП}} + K'_{\text{ПС}} = 16643,8 + 33608,96 = 50252,76 . \quad (5.50)$$

5.2.5 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки производства на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{а}\Sigma} + I_{\text{т}\Sigma} + I_{\Sigma\text{Э}} , \quad (5.51)$$

где $I_{\text{а}\Sigma}$ – издержки на амортизацию, тыс. руб./год;

$I_{\text{т}\Sigma}$ – издержки на ремонт и обслуживание, тыс. руб./год;

$I_{\Sigma\text{Э}}$ – стоимость годовых потерь, тыс. руб./год.

Издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$I_{\text{а}\Sigma} = I_{\text{а}}^{\text{ВЛ}} + I_{\text{а}}^{\text{ВВ}} + I_{\text{а}}^{\text{Т}} + I_{\text{а}}^{\text{В(ГПП)}} , \quad (5.52)$$

где $I_{\text{а}}^{\text{ВЛ}}$, $I_{\text{а}}^{\text{ВВ}}$, $I_{\text{а}}^{\text{Т}}$ – амортизационные отчисления по линиям, выключателям и трансформаторам соответственно, тыс. руб.

Норма амортизации $p_{\text{а}}$ определяется с учетом срока полезного использования объекта по [2, с. 100, табл. 6.1].

$$I_{\text{а}\Sigma} = 0,066 \cdot 10399,28 + 0,066 \cdot 2400 + 0,05 \cdot 7076 + 0,066 \cdot 15200 = 2201,75 .$$

Издержки на ремонт и обслуживание, тыс. руб./год:

$$I_{\text{т}\Sigma} = I_{\text{т}}^{\text{ВЛ}} + I_{\text{т}}^{\text{ВВ}} + I_{\text{т}}^{\text{Т}} + I_{\text{т}}^{\text{В(ГПП)}} , \quad (5.53)$$

где $I_T^{ВЛ}$, $I_T^{ВВ}$, I_T^T – расходы на эксплуатацию и ремонт по линиям, выключателям и трансформаторам соответственно, тыс. руб.

Норма отчислений на ремонт и эксплуатацию $p_{э,р}$ определяется по [2, с. 104, табл. 6.2], %.

$$I_{т\sigma} = \frac{0,8}{100} \cdot 10399,28 + \frac{5,9}{100} \cdot 2400 + \frac{5,9}{100} \cdot 7076 + \frac{5,9}{100} \cdot 15200 = 1539,08.$$

Стоимость годовых потерь в линиях и трансформаторах, тыс. руб./год:

$$I_{э\sigma} = \beta \cdot \Delta W, \quad (5.54)$$

где β – цена 1 кВт·ч электроэнергии, равная $2,64 \cdot 10^{-3}$ [9], тыс. руб./кВт·ч;
 ΔW – суммарные годовые потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч.

Годовые потери активной мощности в линиях, кВт:

$$\Delta P_{л} = R \cdot \frac{S_p^2}{U^2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} \cdot \frac{S_p^2}{U^2} \cdot 10^{-3}, \quad (5.55)$$

где r_0 – удельное сопротивление проводов, Ом/км;

l – длина линии, км;

S_p – полная расчетная мощность завода с учетом мощности сторонних потребителей, кВА, по (4.4);

$n_{ц}$ – количество цепей, шт.

$$\Delta P_{л} = \frac{0,244 \cdot 6,1}{2} \cdot \frac{13542,19^2}{35^2} \cdot 10^{-3} = 111,41.$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau_{\max} = 111,41 \cdot 2405,29 = 267973,36, \quad (5.56)$$

где τ_{\max} – время использования максимума потерь по (5.21), ч.

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч/год:

$$\Delta W_{т} = n \cdot \Delta P_{хх} \cdot T_{в} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{нт}} \right)^2 \cdot \tau_{\max}, \quad (5.57)$$

где n – число трансформаторов, шт.;

$\Delta P_{хх}$ – потери холостого хода, кВт;

$T_{в}$ – годовое число часов работы трансформатора, ч;

$\Delta P_{кз}$ – потери холостого хода, кВт;

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		42

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$\Delta W_T = 2 \cdot 8,5 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left(\frac{13542,19}{10000} \right)^2 \cdot 2405,29 = 281252,5 .$$

Суммарные годовые потери электроэнергии, кВт·ч:

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_T = 267973,36 + 281252,5 = 549225,86 . \quad (5.58)$$

Тогда стоимость годовых потерь в линиях и трансформаторах по (5.54), тыс. руб./год:

$$И_{э\sigma} = 2,64 \cdot 10^{-3} \cdot 549225,86 = 1449,96 .$$

Ежегодные издержки производства на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии по (5.51), тыс. руб.:

$$И_{\Sigma} = 2201,75 + 1539,08 + 1449,96 = 5190,79 .$$

5.2.6 Расчет ущерба от недоотпуска электроэнергии

Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии при питающем напряжении 35 кВ равно математическому ожиданию недоотпуска электроэнергии при питающем напряжении 110 кВ $\Delta W = 0,45$ МВт·ч. Расчет показан в п. 5.1.6.

Тогда затраты, связанные с экономическими последствиями из-за отказов электроустановок, тыс. руб.:

$$U = y_0 \cdot \Delta W = 2642,91 \cdot 0,17 = 449,29 , \quad (5.59)$$

где y_0 – удельный ущерб на недоотпущенный 1 кВт·ч электроэнергии, для предприятия, питаемого напряжением 35 кВ $y_0 = 2642,91$ руб./МВт·ч [9].

Приведенные затраты по второму варианту, тыс. руб.:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 2} &= E_H \cdot K + И_{\Sigma} + U = 0,075 \cdot 50252,76 + 5190,79 + 449,29 \\ &= 9409,04 . \end{aligned} \quad (5.60)$$

где E_H – ключевая ставка Центробанка без учета риска, на 14 февраля 2023 года ставка составляет 7,5 %, т.е. $E_H = 0,075$.

В таблице 5.3 представлено сравнение вариантов внешнего электроснабжения.

Таблица 5.3 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ варианта	K_{Σ} , тыс. руб./год	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				U , тыс. руб./год	Z , тыс. руб./год
		$И_{а\sigma}$	$И_{т\sigma}$	$И_{э\sigma}$	$И_{\Sigma}$		
1 (110 кВ)	94880,69	4291,43	3370,85	867,58	8529,86	421,96	16067,87
2 (35 кВ)	50252,76	2201,75	1539,08	1449,96	5190,79	449,29	9409,04

Разница приведённых затрат сравниваемых вариантов составляет 31,4%. Так как разница более 15 %, то предпочтение следует отдать варианту с наименьшими затратами. Таким образом отдаём предпочтение второму варианту (35 кВ). Принимаем к установке ГПП 35 кВ.

6 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 [14, с. 9].

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат 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:

$$Q_{\text{НБК}} = Q_{\text{НБК1}} + Q_{\text{НБК2}}, \quad (6.1)$$

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

6.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки, кВА/м²:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{S_{\text{р}}}{F}, \quad (6.2)$$

где $S_{\text{р}}$ – расчетная нагрузка цеха, кВА;
 F – площадь цеха, м².

Минимальное число цеховых трансформаторов одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, шт.:

$$N_{\text{min}} = \frac{P_{\text{ср}}}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \quad (6.3)$$

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

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

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

					ДП 13.03.02.07	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		44

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

$$N_{opt} = N_{min} + m, \quad (6.4)$$

где m – дополнительно установленные трансформаторы [14, с. 11, рис. 1.4], шт. Рассчитаем число и мощность силовых трансформаторов цеха № 12: Удельная плотность нагрузки по (6.2), кВА/м²:

$$\sigma_n = \frac{2065,4}{8120} = 0,25.$$

При плотности нагрузки до 0,2 кВА/м² целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 и 1600 кВА, при плотности 0,2-0,5 кВА/м² – мощностью 1600 кВ·А. При плотности более 0,5 кВ·А/м² целесообразность применения трансформаторов мощностью 1600 или 2500 кВ·А обосновывают технико-экономическими расчетами [14, с. 9].

Цех №12 – это цех первой категории, поэтому необходимо установка минимум двух трансформаторов. Таким образом принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью 630 кВА и с рекомендуемым коэффициентом загрузки 0,75.

2. Минимальное число цеховых трансформаторов по (6.3), шт.:

$$N_{min} = \frac{1653,92}{0,75 \cdot 630} + 0,5 = 4.$$

3. Оптимальное число трансформаторов по (6.4), шт.:

$$N_{opt} = 4 + 0 = 4.$$

Результаты расчета для остальных цехов представлены в таблице 6.1.

					<i>ДП 13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		45

Таблица 6.1 – Выбор цеховых трансформаторов

№ ТП	Потребители	Место расположения	F, м ²	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	K _з , о.е.	σ _н , кВА/м ²	N _{min} , шт.		N _{доп}	m	N _{опт} , шт.	S _{ном.т} , кВА	Тип трансформатора
									без N _{доп}	с N _{доп}					
ТП-1; ТП-2	Цех 12, 15,16	Цех 12	8120,00	1653,92	1237,10	2065,40	0,75	0,25	3,50	4	0,50	0	4	630	ТМГ-630/10
ТП-3; ТП-4	Цех 10, 5, 4	Цех 10	16980,00	1936,71	1448,86	2418,69	0,75	0,14	2,58	3	0,42	0	3	1000	ТМГ-1000/10
ТП-5	Цех 7,6, (1а-резерв)	Цех 7	10090,00	1109,88	1042,30	1525,85	0,9	0,15	1,96	2	0,04	0	2	630	ТМГ-630/10
ТП-6	Цех 1, 1а, (6-резерв)	Цех 1	7585,00	1382,75	941,72	1677,57	0,8	0,22	1,73	2	0,27	0	2	1000	ТМГ-1000/10
ТП-7	Цех 17, 13	Цех 17	6065,00	585,86	565,27	815,54	0,8	0,13	1,83	2	0,17	0	2	400	ТМГ-400/10
ТП-8; ТП-9	Цех 11,	Цех 11	11700,00	1410,30	1431,67	2009,63	0,8	0,17	2,80	3	0,20	0	3	630	ТМГ-630/10
ТП-10	Цех 3, 9	Цех 3	5680,00	872,04	653,17	1089,54	0,8	0,19	1,73	2	0,27	0	2	630	ТМГ-630/10
ТП-11; ТП-12	Цех 2, 8	Цех 2	18680,00	1974,13	1996,47	2808,30	0,9	0,15	3,48	4	0,52	0	4	630	ТМГ-630/10
ТП-13	Цех 14, осв терр	Цех 14	4820,00	790,76	778,55	1113,86	0,8	0,23	1,57	2	0,43	0	2	630	ТМГ-630/10

6.2 Выбор мощности конденсаторных батарей

Рассчитаем компенсацию реактивной мощности для цехов 12, 15 и 16, используя данные таблицы 6.1.

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

$$Q_{max.T} = \sqrt{(N_{opt} \cdot K_3 \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2} = \sqrt{(4 \cdot 0,75 \cdot 630)^2 - 1653,92^2} = 914,68. \quad (6.5)$$

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

$$Q_{НБК1} = Q_p - Q_{max.T} = 1237,1 - 914,68 = 322,43. \quad (6.6)$$

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

$$Q_{НБК2} = Q_p - Q_{НБК1} - \gamma \cdot N_{opt} \cdot S_{ном.т} = 1237,1 - 322,43 - 0,65 \cdot 4 \cdot 630 = -723,33, \quad (6.7)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров $K_{p1} = 15$ (Сибирь, количество рабочих смен – 3 по [14, с. 15, табл. 1.3]) и $K_{p2} = 2$ (длина участка до первого трансформатора менее 0,5 км по [14, с. 16, табл. 1.4]) и магистральной схемы питания цеховой ТП, равный 0,65 [14, с. 13, рис. 1.7 б].

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

Суммарная мощность НБК цеха по формуле (6.1) составит, квар:

$$Q_{НБК} = 322,43 + 0 = 322,43.$$

Расчетную мощность НБК $Q_{НБК}$ округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок.

Результаты расчета компенсации реактивной мощности для остальных цехов представлены в таблице 6.2. Если в расчетах окажется, что $Q_{НБК1} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая $Q_{НБК1}$ будет равна нулю).

Таблица 6.2 – Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

Наименование ТП	$Q_{\max T}$, квар	$Q_{\text{НБК1}}$, квар	$Q_{\text{НБК2}}$, квар	$Q_{\text{НБК}}$, квар	$Q_{\text{НБК стандарт}}$, квар	Кол-во, шт.	Тип НБК [15]
ТП-1; ТП-2	914,69	322,41	-723,31	322,41	325	4	УКРМ-0,4-85УЗ
ТП-3; ТП-4	1145,27	303,59	-804,73	303,59	315	3	УКРМ-0,4-105 УЗ
ТП-5	232,64	809,66	-586,36	809,66	850	2	УКРМ-0,4-425 УЗ
ТП-6	804,98	136,73	-495,02	136,73	140	2	УКРМ-0,4-70 УЗ
ТП-7	257,61	307,66	-262,39	307,66	320	2	УКРМ-0,4-160 УЗ
ТП-8; ТП-9	545,17	886,50	-683,33	886,50	900	3	УКРМ-0,4-300 УЗ
ТП-10	505,57	147,60	-313,43	147,60	150	2	УКРМ-0,4-75 УЗ
ТП-11; ТП-12	1116,52	879,95	-521,48	879,95	900	4	УКРМ-0,4-225 УЗ
ТП-13	625,11	153,45	-193,89	153,45	160	2	УКРМ-0,4-80 УЗ

После компенсации реактивной мощности необходимо рассчитать фактический коэффициент загрузки трансформаторов для ТП-1 и ТП-2, о.е:

$$K_{\text{з.факт.}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{НБК.станд}})^2}}{N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}}} \quad (6.8)$$

$$= \frac{\sqrt{1653,92^2 + (1237,1 - 325)^2}}{4 \cdot 630} = 0,75.$$

Значения коэффициентов загрузки сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Коэффициент загрузки цеховых трансформаторов

№ ТП	ТП-1, ТП-2	ТП-3, ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8; ТП-9	ТП-10	ТП-11; ТП-12	ТП-13
$K_{\text{з.факт.}}$, о.е.	0,75	0,75	0,89	0,80	0,79	0,80	0,80	0,90	0,80

6.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ

Если представить предприятие как узел сети 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и источники реактивной мощности, то баланс реактивной мощности в узле 10 кВ предприятия имеет вид:

$$Q_{p\Sigma 10} + \Delta Q'_T - Q_{\text{ВБК}} - Q_{\text{СДС}} - Q_{\text{Э}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{НБК}} = 0, \quad (6.9)$$

где $Q_{p\Sigma 10}$ – расчетная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП, по (2.11) равная 11556,4, квар;

$\Delta Q'_T$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, по (2.18) равные 1297,02, квар;

$Q_{ВБК}$ – суммарная реактивная мощность высоковольтных конденсаторных батарей, квар;

$Q_{СД\Sigma}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая синхронными двигателями, равная 0, квар;

$Q_{\text{Э}}$ – экономически оптимальная реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой, по (2.10) равная 3127,22, квар;

$\Delta Q_{\text{цт}}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, по (2.8) равные 1496,85, квар;

$Q_{\text{НБК}}$ – суммарная мощность НБК по табл. 6.2, квар.

Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности. Экономически целесообразно использовать полностью располагаемую реактивную мощность СД, определяемую по формуле, квар:

$$Q_{\text{СД\Sigma}} = \alpha_M \cdot P_{\text{ном.СД}} \cdot \text{tg } \varphi = 0,45 \cdot 2000 \cdot 0,48 = 442,8, \quad (6.10)$$

где α_M – коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по активной мощности

Тогда требуемая мощность ВБК, квар:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ВБК}} &= Q_{p\Sigma 10} + \Delta Q'_T - Q_{\text{СД\Sigma}} - Q_{\text{Э}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{НБК}} = \\ &= 11556,4 + 1297,02 - 442,8 - 3127,22 + 1496,85 \\ &- 4065 = 6715,25. \end{aligned} \quad (6.11)$$

Для компенсации реактивной мощности устанавливаем четыре конденсаторных установок с номинальной мощностью 1800 квар УКРЛ56-10,5-1800 УЗ [16].

7 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 участка ГПП – ТП-1.

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

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2520}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 72,75. \quad (7.1)$$

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		49

Расчетный рабочий ток в аварийном режиме, А:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1260}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 145,5. \quad (7.2)$$

Экономическое сечение жилы кабеля, мм²:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{э}}} = \frac{72,75}{1,4} = 51,96. \quad (7.3)$$

где $j_{\text{э}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², по [1, с. 41, табл. 1.3.36] принято для кабелей с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами при числе использования максимума нагрузки $T_{\text{макс}} = 4000$ ч.

Выбираем ближайшее стандартное сечение $F_{\text{ст}} = 70$ мм², и соответственно кабель марки ААБл с алюминиевой жилой, с бумажной пропитанной изоляцией, алюминиевой оболочкой, наружный покров из битума и пряжи с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 270$ А [17].

Производим проверку выбранного сечения по допустимому нагреву, учитывая допустимую нагрузку в послеаварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее. Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6 ч), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме 0,6. По [1, с. 24, табл. 1.3.2] находим, что допустимая перегрузка K_3 составляет 1,25.

Коэффициент K_2 снижения токовой нагрузки принимаем по [2, с. 67, табл. 4.4] равным 0,9. Коэффициент K_1 принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчетной температуре среды, для которой составлены таблицы по определению $I_{\text{доп}}$.

Проверка по допустимому нагреву, А:

$$K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}, \quad (7.4)$$

$$1 \cdot 0,9 \cdot 1,25 \cdot 270 = 303,75 \geq 145,5.$$

Потери напряжения в нормальном режиме, В:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot I_{\text{р}} \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi) \\ &= \sqrt{3} \cdot 72,75 \cdot 0,063 \cdot (0,443 \cdot 0,8 + 0,086 \cdot 0,59) \\ &= 3,22, \end{aligned} \quad (7.5)$$

где l – длина кабеля, км;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности в конце линии (на нагрузке), о.е.;

$r_{\text{уд}}$ – удельное активное сопротивление кабеля [2, с. 70, табл. 4.9], Ом/км;

$x_{\text{уд}}$ – удельное реактивное сопротивление кабеля [2, с. 70, табл. 4.9], Ом/км.

По абсолютному значению потерь напряжения из-за различного уровня номинальных напряжений трудно судить о допустимости потерь напряжения, поэтому потери напряжения, определенные по формуле (7.5), выражают в процентах от номинального напряжения:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{3,22}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,03\% . \quad (7.6)$$

Относительные потери напряжения считают приемлемыми, если они в нормальных режимах работы не превышают в сетях низкого напряжения 5 %, а в сетях высокого напряжения – 8 %.

Результаты расчетов кабелей на 10 кВ представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	S_p , кВА	$n_{ц}$, шт.	I_p , А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$F_{э}$, мм ²	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	$I'_{\text{доп}}$, А	l , км	$\Delta U_{\%}$, %	Марка кабеля
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ГПП - ТП-1	2520	2	72,75	145,49	51,96	70	270	303,75	0,063	0,03	ААБл 3х70
ТП-1 - ТП-2	1260	2	36,37	72,75	25,98	35	170	191,25	0,060	0,03	ААБл 3х35
ГПП - ТП-3	3000	2	86,60	173,21	61,86	70	270	303,75	0,074	0,05	ААБл 3х70
ТП-3 - ТП-4	1000	2	28,87	57,74	20,62	25	140	157,50	0,070	0,04	ААБл 3х25
ГПП - ТП-5	1260	2	36,37	72,75	25,98	35	170	191,25	0,049	0,02	ААБл 3х35
ГПП - ТП-6	2000	2	57,74	115,47	41,24	50	215	241,88	0,313	0,18	ААБл 3х50
ГПП - ТП-7	800	2	23,09	46,19	16,50	25	140	157,50	0,121	0,05	ААБл 3х25
ГПП - ТП-8	1890	2	54,56	109,12	38,97	50	215	241,88	0,125	0,06	ААБл 3х50
ТП-8 - ТП-9	630	2	18,19	36,37	12,99	16	100	112,50	0,122	0,06	ААБл 3х16
ГПП - ТП-10	1260	2	36,37	72,75	25,98	35	170	191,25	0,311	0,15	ААБл 3х35
ГПП - ТП-11	2520	2	72,75	145,49	51,96	70	270	303,75	0,443	0,21	ААБл 3х70
ТП-11 - ТП-12	1260	2	36,37	72,75	25,98	35	170	191,25	0,063	0,03	ААБл 3х35
ГПП - ТП-13	1260	2	36,37	72,75	25,98	35	170	191,25	0,518	0,23	ААБл 3х35
ГПП - РП-1	1742, 5	2	50,30	100,60	35,93	50	215	241,88	0,390	0,20	ААБл 3х50

Выбор кабелей на 0,4 кВ производится аналогично. По справочным материалам принимаем кабель АВВГ [18].

Расчет проводим, учитывая экономическую плотность тока, принимаемую по [1, с. 41, табл. 1.3.36] для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией с алюминиевыми жилами при числе использования максимума нагрузки $T_{\max} = 4500$ ч равной $1,7 \text{ А/мм}^2$.

Результаты расчетов кабелей на 0,4 кВ представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	S_p , кВА	$n_{ц}$, шт.	I_p , А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$F_{\text{э}}$, мм ²	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	$I'_{\text{доп}}$, А	l , км	ΔU %, %	Марка кабеля
РП-1 - РП-2	91,60	2	66,10	132,21	44,07	50	215	241,88	0,046	0,03	АВВГ 3х50
РП-1 - РП-3	618,98	4	223,36	297,81	139,60	150	440	495,00	0,138	0,11	АВВГ 3х150
РП-4 - РП-5	912,25	4	329,18	438,91	205,74	240	605	680,63	0,047	0,04	АВВГ 3х240
РП-4 - РП-6	426,66	4	153,96	205,28	96,22	120	385	433,13	0,115	0,08	АВВГ 3х120
РП-7 - РП-8	165,07	2	119,13	238,26	74,46	95	325	365,63	0,025	0,01	АВВГ 3х95
РП-9 - РП-10	390,78	2	282,02	564,05	176,26	185	510	573,75	0,075	0,06	АВВГ 3х185
РП-8 - РП-10	390,78	2	282,02	564,05	176,26	185	510	573,75	0,084	0,07	АВВГ 3х185
РП-11 - РП-12	134,91	2	97,36	194,72	60,85	70	270	303,75	0,120	0,08	АВВГ 3х70
РП-13 - РП-14	113,22	2	81,71	163,42	51,07	70	270	303,75	0,053	0,03	АВВГ 3х70
РП-15 - РП-16	49,96	2	36,05	72,11	22,53	25	140	157,50	0,038	0,03	АВВГ 3х25

8 Формирование однолинейной схемы промышленного предприятия по шинам ГПП 10 кВ

По мощности силовых цеховых трансформаторов (п. 6.1) и трансформаторов ГПП (п. 5.1.3), назначения и места установки, а также о классификации по пожарным и взрывоопасным зонам (табл. 1.1) примем к установке силовые трансформаторы согласно каталогам заводов-изготовителей. [19, 20, 21].

Каталожные данные трансформатора ГПП приведены в (табл. 5.1), цехового трансформатора мощностью 400 кВА в таблице 8.1, цехового трансформатора мощностью 630 кВА в таблице 8.2 и цехового трансформатора мощностью 1000 кВА в таблице 8.3.

Таблица 8.1 – Каталожные данные трансформатора ТМГ 400-10/0,4 У1 [19]

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТМГ 400-10/0,4 У1	400	10	0,4	0,61	5,4	4,5	0,35
Схема и группа соединения обмоток				У/ Ун -0			

Таблица 8.2 – Каталожные данные трансформатора ТМГ 630-10/0,4 У1 [20]

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТМГ 630-10/0,4 У1	630	10	0,4	0,8	7,6	5,5	0,3
Схема и группа соединения обмоток				У/ Ун -0			

Таблица 8.3 – Каталожные данные трансформатора ТМГ 1000-10/0,4 У1 [21]

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТМГ 1000-10/0,4 У1	1000	10	0,4	1,1	10,2	5,5	1,2
Схема и группа соединения обмоток				У/ Ун -0			

Согласно генеральному плану с канализацией электрической энергии, выбранному числу цеховых трансформаторов и, учитывая выбор батарей статических конденсаторов, сформируем предварительную однолинейную схему предприятия по шинам ГПП 10 кВ (граф. часть, Лист 3).

9 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей и т. д.) на электродинамическую и термическую устойчивость, а также для выбора уставок срабатывания защит и проверки их на чувствительность срабатывания. Расчетным видом КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования обычно считают трехфазное КЗ. Однако для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики требуется определение и несимметричных токов КЗ.

Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительных режимов работы всех элементов системы электроснабжения сложен. Поэтому для решения большинства практических задач вводят допущения, которые не дают существенных погрешностей:

- трехфазная сеть принимается симметричной;
- не учитываются токи нагрузки;

– не учитываются емкости и емкостные токи в воздушной и кабельной сетях;

– не учитывается насыщение магнитных систем;

– не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

В зависимости от назначения расчета токов КЗ выбирают расчетную схему сети, определяют вид КЗ, местоположение точек КЗ на схеме и сопротивления элементов схемы замещения [14, с. 25].

Токи короткого замыкания будем рассчитывать для наиболее нагруженной кабельной линии (ГПП – ТП-3). Расчет будем производить в относительных единицах с помощью программы Mathcad (см. Приложение В)

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 9.1.

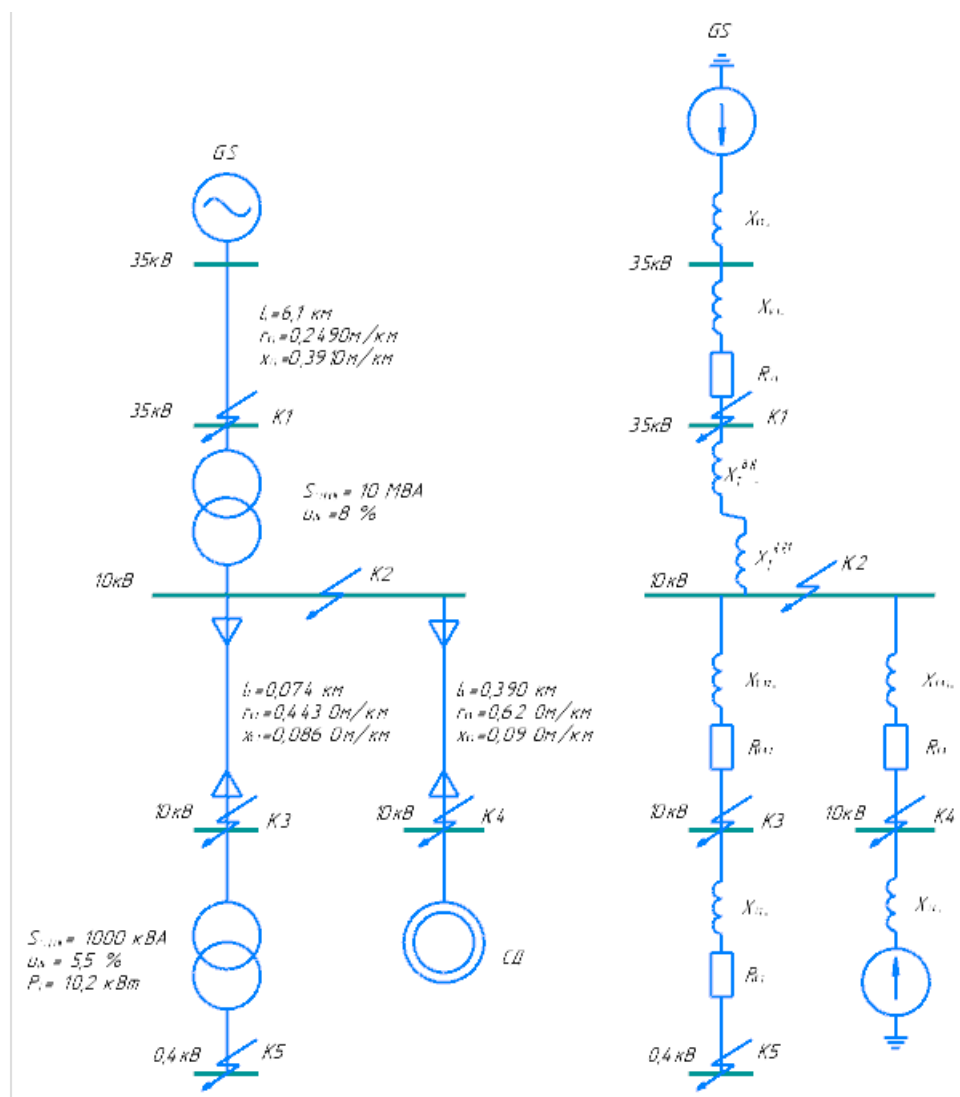


Рисунок 9.1 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

Результаты расчетов приведены в таблице 9.1.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП 13.03.03.07

Лист

54

Таблица 9.1 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	$U_{\sigma}, кВ$	$I_{\sigma}, кА$	$I_{П0}, кА$	$i_{уд}, кА$
К1	37,5	1,54	2,703	5,81
К2	10,5	5,49	4,618	11,624
К3	10,5	5,49	4,499	11,452
К4	10,5	5,49	4,528	11,527
К5	0,4	144,34	11,76	19,125

10 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей

Работа электрических аппаратов без повреждений может быть обеспечена только при правильном выборе их по условиям работы в длительном режиме при максимальной нагрузке и в режиме короткого замыкания в сети.

Электрические аппараты необходимо выбирать по каталогам, исходя из условий нормального режима. Выбранные аппараты затем следует проверить по режиму максимальных токов КЗ для точек, где предполагается установка того или иного аппарата [14, с. 50].

10.1 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.

Выключатели выбирают:

1) по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (10.1)$$

где $U_{уст}$ – напряжение сети, где предполагается установка выключателя;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя (по каталогу).

2) по длительному току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном} , \quad (10.2)$$

где $I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток;
 $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя (по каталогу).

3) по отключающей способности выключателя:

При времени срабатывания выключателя более 0,08 с и питании электроустановки от энергосистемы проверять выключатели по отключающей способности можно без учета апериодической составляющей тока КЗ:

$$I_{пт} \leq I_{откл.ном} , \quad (10.3)$$

где $I_{пт}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов;

$I_{откл. ном}$ – номинальный ток отключения выключателя (по каталогу).

Выключатели проверяют:

1. На электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

а) по действующему значению тока

$$I_{по} \leq I_{пр.с} , \quad (10.4)$$

где $I_{по}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ;

$I_{пр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

б) по амплитудному значению тока

$$i_y \leq i_{пр.с} , \quad (10.5)$$

где i_y – ударный ток КЗ;

$i_{пр.с}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ.

2. На термическую устойчивость к токам КЗ по тепловому импульсу:

$$B_k \leq I_T^2 t_T , \quad (10.6)$$

где B_k – тепловой импульс по расчету;

I_T – допустимый ток термической стойкости выключателя (по каталогу);

t_T – время термической стойкости выключателя при протекании тока I_T .

Для электрических сетей тепловой импульс от тока КЗ можно определить по выражению:

$$B_k = I_{по}^2 (t_{откл} + T_a) , \quad (10.7)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [3, с. 110, табл. 3.6], с;

$t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ [3, с. 155], с.

Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в высоковольтных сетях при выводе электрооборудования в ремонт. Разъединители включают и отключают без нагрузки (предварительно цепь должна быть отключена выключателем).

Разъединители выбирают так же, как высоковольтные выключатели, но не проверяют на отключающую способность.

10.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН 35 кВ в цепи трансформатора ТДНС-10000/35

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		56

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,96, \quad (10.8)$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 1,4 \cdot 164,96 = 230,94. \quad (10.9)$$

Принимаем к установке выключатель ВВН-СЭЩ-П-35-25/1000 УХЛ1 [22] и разъединитель высоковольтный типа РГ-35/1000 УХЛ1 [23], каталожные данные которых представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН

Условия выбора/проверки	Расчетные данные	Каталожные данные	
		выключателя	разъединителя
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 230,94 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 2,703 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$	–
$i_y \leq i_{\text{пр.с}}$	$i_y = 5,81 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 50 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 2,703^2 \cdot (2,2 + 0,02) = 16,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВВН-СЭЩ-П-35-25/1000 УХЛ1 [22] – вакуумный выключатель на номинальный ток 1000 А, номинальный ток отключения 25 кА, номинальное напряжение 35 кВ.

Разъединитель высоковольтный типа РГ-35/1000 УХЛ1 [23] предназначены для включения и отключения находящихся под напряжением обесточенных участков электрических цепей высокого напряжения 35 кВ, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Выбранные выключатель и разъединитель удовлетворяют условиям выбора и проверки.

10.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН 10 кВ в цепи трансформатора ТДНС-10000/35

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35, \quad (10.10)$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном.НН}} = 1,4 \cdot 577,35 = 808,29. \quad (10.11)$$

В цепи НН трансформатора и секционной перемычки принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии D-12P [24]. Технические характеристики КРУ представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Выбор ячейки КРУ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ячейки
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 808,29 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 4,618 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 11,624 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 4,618^2 \cdot (1,9 + 0,23) = 45,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Произведем проверку вакуумных выключателей ВВ-TEL-10-20/1000 У2 [25], установленных в КРУ. Условия проверки и выбора представлены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Выбор выключателей на стороне НН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные выключателя
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 808,29 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 4,618 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 11,624 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 4,618^2 \cdot (1,9 + 0,23) = 45,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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.

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

Выбранные устройства соответствуют условиям выбора и проверки.

10.1.3 Выбор секционного выключателя секции шин 10 кВ

Условия выбора секционного выключателя аналогичны условиям выбора выключателя на стороне НН 10 кВ.

Принимаем к установке секционный вакуумный выключатель ВВ-TEL-10-20/1000 У2 [25]. Условия выбора выключателя приведены в таблице 10.3.

10.1.4 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН 10 кВ в цепи кабельных линий

Выбор оборудования производим по наиболее нагруженной линии (ГПП-ТП-3).

Токи нормального и аварийного режимов работы кабельной линии, А:

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	Лист 58
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$I_{\text{ном.кл}} = \frac{S_p}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 86,6, \quad (10.12)$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном.кл}} = 1,4 \cdot 86,6 = 121,24. \quad (10.13)$$

Аналогично п. 10.1.2 выбираем вакуумный выключатель 10 кВ ВВ-TEL-10-20/630 У2 [25] и шкаф D-12P [24].

Результаты выбора и проверки оборудования представлены в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Выбор выключателя и КРУ в цепи кабельных линий

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ячейки КРУ	Каталожные данные выключателя
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 121,24 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 4,499 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\text{пр.с}}$	$i_y = 11,452 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 51 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 4,499^2 \cdot (1,9 + 0,23) = 43,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

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.

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

10.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока и напряжения служат для подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты.

Трансформаторы тока выбирают:

1) по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}. \quad (10.14)$$

2) по току:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1 \text{ ном}}, \quad (10.15)$$

где $I_{1 \text{ ном}}$ – номинальный ток первичной обмотки.

Номинальный ток первичной обмотки должен быть как можно ближе к рабочему току установки. Чем больше между ними разница, тем больше будет погрешность измерений.

3) По конструкции и классу точности:

Если к трансформаторам тока подключаются приборы учета, то трансформатор должен работать в классе точности 0,5.

Трансформаторы тока проверяют:

1) на электродинамическую устойчивость:

$$i_y \leq \sqrt{2} \cdot k_d \cdot I_{1 \text{ ном}}, \quad (10.16)$$

или

$$i_y \leq I_{\text{дин}}, \quad (10.17)$$

где k_d – кратность динамической устойчивости по каталогу, о.е.;

$I_{\text{дин}}$ – ток динамической стойкости по каталогу, кА.

2) на термическую устойчивость:

$$B_k \leq (k_T \cdot I_{1 \text{ ном}})^2 \cdot t_T, \quad (10.18)$$

где B_k – тепловой импульс по (10.7), кА²·с;

k_T – кратность термической устойчивости по каталогу, о.е.;

t_T – время термической устойчивости по каталогу, с.

Если для трансформатора тока в справочнике указан ток I_T , проверку осуществляют по формуле (10.6).

3) на класс точности:

Проверка состоит в выборе сечений соединительных проводов приборов с трансформаторами тока такими, чтобы суммарная нагрузка вторичной обмотки трансформатора не превышала допустимую в выбранном классе точности:

$$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}, \quad (10.19)$$

где z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$z_{2 \text{ ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

10.2.1 Выбор трансформаторов тока, встроенных во вводы силового трансформатора ТДНС-10000/35

Во вводах силовых трансформаторов установлены встроенные трансформаторы тока типа ТВТ [26]:

– на стороне ВН ТВТ-35-I-300/5;

– на стороне НН ТВТ-10-I-5000/5.

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		60

Трансформаторы серии ТВТ не проверяются на термическую и электродинамическую устойчивость.

Условия выбора встроенных трансформаторов тока представлены в таблицах 10.4 и 10.5.

Таблица 10.4 – Выбор встроенных трансформаторов тока на стороне ВН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные трансформатора тока
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{1 ном}$	$I_{раб.макс} = 230,94 \text{ А}$	$I_{1 ном} = 300 \text{ А}$

Таблица 10.5 – Выбор встроенных трансформаторов тока на стороне НН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные трансформатора тока
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{1 ном}$	$I_{раб.макс} = 808,29 \text{ А}$	$I_{1 ном} = 5000 \text{ А}$

Трансформаторы ТВТ, встроенные во вводы силового трансформатора, удовлетворяют условиям выбора.

10.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН 35 кВ

Принимаем к установке трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35-250/5 У2 [27]. Условия выбора и проверки трансформаторов тока представлены в таблице 10.6.

Таблица 10.6 – Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные трансформатора тока
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{1 ном}$	$I_{раб.макс} = 230,94 \text{ А}$	$I_{1 ном} = 250 \text{ А}$
$i_y \leq I_{дин}$	$i_y = 5,81 \text{ кА}$	$I_{дин} = 62,5 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 2,703^2 \cdot (2,2 + 0,02) = 16,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(k_T \cdot I_{1 ном})^2 \cdot t_T = (25 \cdot 0,6)^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$z_2 \leq z_{2 ном}$	$z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$z_{2 ном} = 0,8 \text{ Ом}$

Вторичной нагрузкой трансформатора тока на стороне ВН являются амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии. Вторичная нагрузка трансформатора тока приведена в таблице 10.7.

Таблица 10.7 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне ВН

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	ЩВ96

Продолжение таблицы 10.7

Счетчик активной мощности	0,05	0,05	0,05	ЩМКС120
Счетчик реактивной мощности	0,05	0,05	0,05	ЩМКС120
Итого:	0,6	0,6	0,6	

Общее сопротивление приборов фазы А, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2 \text{ ном}}^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024. \quad (10.20)$$

Сопротивление проводов найдем, исходя из неравенства:

$$z_{2 \text{ ном}} \geq r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}}, \quad (10.21)$$

где $r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0,05$ при двух-трех приборах, $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом при большем числе приборов).

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в заданном классе точности, Ом:

$$z_{2 \text{ ном}} = \frac{S_{2 \text{ ном}}}{I_{2 \text{ ном}}^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8, \quad (10.22)$$

где $S_{2 \text{ ном}}$ – номинальная мощность обмотки измерения, ВА;
 $I_{2 \text{ ном}}$ – вторичный номинальный ток трансформатора тока, А.
 Тогда сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,024 - 0,05 = 0,726, \quad (10.23)$$

Зная $r_{\text{пров}}$ можно определить сечение провода. Для подстанции 35/10 принимаем кабель с алюминиевыми жилами, трансформаторы тока соединены в полную звезду. Сечение провода, мм²:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,726} = 2,34, \quad (10.24)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, для провода с алюминиевыми жилами $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м [14, с. 58];

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина провода от трансформатора тока до приборов. Для 35 кВ на РУ при соединении в полную звезду берется 60-75 м [14, с. 58].

По условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм² для алюминиевых жил. Сечение больше 6 мм² обычно не применяется. [1, п. 3.4.4]. Поэтому выбираем провод сечением 4 мм².

Фактическое сопротивление проводов, Ом:

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		62

$$r_{\text{ф.пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,425 . \quad (10.25)$$

Фактическая вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{\text{ф.2ном}} \geq r_{\text{ф.пров}} + r_{\text{к}} + r_{\text{приб}} = 0,425 + 0,05 + 0,024 = 0,499 . \quad (10.26)$$

Проверка:

$$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}} ; \quad (10.27)$$

$$0,499 \leq 0,8 .$$

Таким образом, трансформатор тока ГОЛ-СЭЩ-35-250/5 У2 удовлетворяет всем требованиям и принимается к установке.

10.2.3 Выбор трансформаторов тока на стороне НН 10 кВ

В выбранном КРУ [24] в качестве основного встраиваемого оборудования предусмотрен опорный измерительный трансформатор тока ГОЛ-10-III-2-1000/5 У2 [28]. Условия выбора и проверки трансформаторов тока представлены в таблице 10.8.

Таблица 10.8 – Выбор трансформаторов тока на стороне НН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные трансформатора тока
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1 \text{ ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 808,29 \text{ А}$	$I_{1 \text{ ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{у}} \leq I_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}} = 11,624 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102,0 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 4,618^2 \cdot (1,9 + 0,23) = 45,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$	$z_2 = 0,13 \text{ Ом}$	$z_{2 \text{ ном}} = 0,40 \text{ Ом}$

Вторичной нагрузкой трансформатора тока на стороне НН являются амперметр и ваттметр. Вторичная нагрузка трансформатора тока приведена в таблице 10.9.

Таблица 10.9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне НН

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	ЩМК96
Ваттметр	0,5	0,5	0,5	ЩВ96
Итого:	1,0	1,0	1,0	

Общее сопротивление приборов фазы А, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ ном}}^2} = \frac{1,0}{5^2} = 0,04 . \quad (10.28)$$

Сопротивление проводов найдем, исходя из неравенства:

$$z_{2\text{ ном}} \geq r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} , \quad (10.29)$$

где $r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0,05$ при двух-трех приборах, $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом при большем числе приборов).

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в заданном классе точности, Ом:

$$z_{2\text{ ном}} = \frac{S_{2\text{ ном}}}{I_{2\text{ ном}}^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 , \quad (10.30)$$

где $S_{2\text{ ном}}$ – номинальная мощность обмотки измерения, ВА;
 $I_{2\text{ ном}}$ – вторичный номинальный ток трансформатора тока, А.
 Тогда сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,04 - 0,05 = 0,31 , \quad (10.31)$$

Зная $r_{\text{пров}}$ можно определить сечение провода. Для подстанции 35/10 принимаем кабель с алюминиевыми жилами, трансформаторы тока соединены в полную звезду. Сечение провода, мм²:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,31} = 0,54 , \quad (10.32)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, для провода с алюминиевыми жилами $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м [14, с. 58];

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина провода от трансформатора тока до приборов. Для 10 кВ на РУ при соединении в полную звезду берется 4-6 м [14, с. 58].

По условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм² для алюминиевых жил. Сечение больше 6 мм² обычно не применяется. [1, п. 3.4.4]. Поэтому принимаем стандартное сечение $q = 4$ мм²

Фактическое сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{ф.пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 . \quad (10.33)$$

Фактическая вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{\text{ф.2ном}} \geq r_{\text{ф.пров}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{приб}} = 0,04 + 0,05 + 0,04 = 0,13 . \quad (10.34)$$

Проверка:

$$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}} ; \quad (10.35)$$

$$0,13 \leq 0,40 .$$

Таким образом, трансформатор тока ТОЛ-10-III-2-1000/5 У2 удовлетворяет всем требованиям и принимается к установке.

10.2.4 Выбор трансформаторов тока в цепи кабельной линии

На отходящих КЛ трансформаторы тока, так же, как и другие измерительные приборы, устанавливаются в КРУ. Для наиболее нагруженной линии (ГПП – ТП-3), рассчитанной выше, выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-III-2-150/5 У2 [28]. Условия выбора и проверки трансформаторов тока представлены в таблице 10.10.

Таблица 10.10 – Выбор трансформаторов тока в цепи кабельных линий

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные трансформатора тока
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1 \text{ ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 121,24 \text{ А}$	$I_{1 \text{ ном}} = 150 \text{ А}$
$i_y \leq I_{\text{дин}}$	$i_y = 11,452 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 31,8 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 4,499 \cdot (1,9 + 0,23) = 43,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$	$z_2 = 0,114 \text{ Ом}$	$z_{2 \text{ ном}} = 0,4 \text{ Ом}$

Вторичной нагрузкой трансформатора тока в цепи кабельных линий являются амперметр, счетчик активной мощности и счетчик реактивной мощности. Вторичная нагрузка трансформатора тока приведена в таблице 10.11.

Таблица 10.11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне НН

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	ЩМК96
Счетчик активной мощности	0,05	0,05	0,05	ЩМКС120
Счетчик реактивной мощности	0,05	0,05	0,05	ЩМКС120
Итого:	0,6	0,6	0,6	

Общее сопротивление приборов фазы А, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2 \text{ ном}}^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 . \quad (10.36)$$

Сопротивление проводов найдем, исходя из неравенства:

$$z_{2 \text{ ном}} \geq r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} , \quad (10.37)$$

где $r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0,05$ при двух-трех приборах, $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом при большем числе приборов).

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в заданном классе точности, Ом:

$$z_{2 \text{ ном}} = \frac{S_{2 \text{ ном}}}{I_{2 \text{ ном}}^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 , \quad (10.38)$$

где $S_{2 \text{ ном}}$ – номинальная мощность обмотки измерения, ВА;
 $I_{2 \text{ ном}}$ – вторичный номинальный ток трансформатора тока, А.
 Тогда сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,024 - 0,05 = 0,326 , \quad (10.39)$$

Зная $r_{\text{пров}}$ можно определить сечение провода. Для подстанции 35/10 принимаем кабель с алюминиевыми жилами, трансформаторы тока соединены в полную звезду. Сечение провода, мм²:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,326} = 0,52 , \quad (10.40)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, для провода с алюминиевыми жилами $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м [14, с. 58];

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина провода от трансформатора тока до приборов. Для 10 кВ на РУ при соединении в полную звезду берется 4-6 м [14, с. 58].

По условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм² для алюминиевых жил. Сечение больше 6 мм² обычно не применяется. [1, п. 3.4.4]. Поэтому принимаем стандартное сечение $q = 4$ мм²

Фактическое сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{ф.пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 . \quad (10.41)$$

Фактическая вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{\text{ф.2ном}} \geq r_{\text{ф.пров}} + r_{\text{к}} + r_{\text{приб}} = 0,04 + 0,05 + 0,024 = 0,114 . \quad (10.42)$$

Проверка:

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		66

$$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}} ; \quad (10.43)$$

$$0,114 \leq 0,4 .$$

Таким образом, трансформатор тока ТОЛ-10-III-2-150/5 У2 удовлетворяет всем требованиям и принимается к установке.

10.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают:

1) по напряжению, кВ:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} . \quad (10.44)$$

2) по конструкции и классу точности:

При подключении к трансформаторам напряжения счетчиков, они должны работать в классе точности 0,5.

Трансформаторы напряжения проверяют на класс точности:

$$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}} , \quad (10.45)$$

где $S_{2 \text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора в выбранном классе точности, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора, ВА;

S_2 – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

На электродинамическую устойчивость трансформаторы напряжения не проверяются.

10.3.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН 35 кВ

К установке выбираем антирезонансные однофазные трансформаторы напряжения индуктивного типа НАМИ-35 УХЛ1 с классом точности 0,5 [29]. Проверка трансформаторов представлена в таблице 10.12.

Таблица 10.12 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН

Условия выбора/проверки	Расчетные данные	Каталожные данные трансформатора напряжения
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 32 \text{ ВА}$	$S_{2 \text{ ном}} = 360 \text{ ВА}$

Вторичной нагрузкой трансформатора напряжения являются вольтметр, счетчик активной энергии, счетчик реактивной энергии и ваттметр. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 10.13.

Таблица 10.13 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на стороне ВН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Потребляемая мощность S , ВА
Ваттметр	ЩВ96	1	8
Счетчик активной энергии	ЩМКС120	2	10
Счетчик реактивной энергии	ЩМКС120	2	10
Вольтметр	ЩМК96	1	4

Полная мощность приборов, ВА:

$$\Sigma S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 = 8 + 10 + 10 + 4 = 32. \quad (10.46)$$

Так как выбранные трансформаторы напряжения индуктивного типа, то они к сборным шинам присоединяются через разъединители [4, п. 1.14.3.11].

10.3.2 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН 10 кВ

К установке выбираем антирезонансные однофазные трансформаторы напряжения НАМИ-10 У3 с классом точности 0,5 [30]. Проверка трансформаторов представлена в таблице 10.14.

Таблица 10.14 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

Условия выбора/проверки	Расчетные данные	Каталожные данные трансформатора напряжения
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 116 \text{ ВА}$	$S_{2 \text{ ном}} = 200 \text{ ВА}$

Вторичной нагрузкой трансформатора напряжения являются вольтметр, счетчик активной энергии, счетчик реактивной энергии и ваттметр. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 10.15.

Таблица 10.15 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на стороне НН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Потребляемая мощность S , ВА
Ваттметр	ЩВ96	1	8
Ваттметр	ЩВ96	1	8
Счетчик активной энергии	ЩМКС120	10	50
Счетчик реактивной энергии	ЩМКС120	10	50

Полная мощность приборов, ВА:

$$\Sigma S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 = 8 + 8 + 50 + 50 = 116. \quad (10.47)$$

Так как выбранные трансформаторы напряжения индуктивного типа, то они к сборным шинам присоединяются через разъединители [4, п. 1.14.3.11].

10.4 Выбор сборных шин и ошиновок

10.4.1 Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН

В распределительных устройствах 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводом АС и жесткие шины трубчатого сечения.

Ошиновка выполняется проводом марки АС. Сборные шины и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений не проверяются по экономической плотности тока [1, п. 1.3.28], что означает, что выбор сечения провода следует производить по допустимому току [3, с. 187]:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (10.48)$$

где $I_{\text{раб.макс}} = 230,94$ А, рассчитанный по формуле (10.9);

$I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток, А.

Принимаем провод АС 70/11 [5]. Допустимый ток для данного провода $I_{\text{доп}} = 265$ А [1, с. 36, табл. 1.3.29].

$$230,94 < 265.$$

Необходима проверка по условиям короны для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше [3, с. 191-192].

Условие отсутствия короны:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (10.49)$$

где E – напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см;

E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 34,69, \quad (10.50)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, $m = 0,82$;

r_0 – радиус провода, см, для АС 70/11 $r_0 = 0,57$ см [5].

Напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_1}{r_0 \cdot \log \frac{D_{\text{cp}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot 35}{0,57 \cdot \log \frac{1,26 \cdot 250}{0,57}} = 8,32, \quad (10.51)$$

где $U = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ – линейное напряжение [3, с. 191], кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см, при горизонтальном расположении фаз $D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D$, где D – расстояние между соседними фазами, для 35 кВ $D = 250$ см.

Тогда по (10.49), кВ/см:

$$1,07 \cdot 8,32 < 0,9 \cdot 34,69 ;$$

$$8,9 < 31,2 .$$

Проверка на электродинамическое действие тока КЗ необходима в случае когда $I_{\text{к}}^{(3)} \geq 20$ кА [3, с. 188], но в данном случае $I_{\text{к}}^{(3)} = 2,703 < 20$ 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 [3, с. 306].

Данный провод проходит по всем условиям.

10.4.2 Выбор жестких шин и ошинок 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 [3, с. 175]. Выбираем сечение шины из условия наибольшего длительно допустимого тока $I_{\text{max}} = 808,29$ А. Выбираем алюминиевые, однополосные шины прямоугольного сечения [14, с. 68, табл. 4.5].

Таблица 10.16 – Параметры шины

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм	Сечение шины, мм ²
870	60x6	360

Необходимо проверить выбранные шины:

Проверка по длительно допустимому току, А:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (10.52)$$

$$808,29 \leq 870.$$

Проверка шин на термическую стойкость [3, с. 138-141, 177], мм²:

$$q_{\text{min}} \leq q, \quad (10.53)$$

где q_{min} – минимальное сечение проводника, мм²:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (10.54)$$

где C_T – функция, зависящая от материала и типа шин, предельно допустимой температуры нагрева проводника при КЗ и продолжительно допустимой температуры проводника, для алюминиевых шин при начальной температуре в 70°С равна 90 А·с^{1/2}/мм² [3, с. 141, табл. 3.16];

B_k – тепловой импульс тока кА²·с:

$$B_k = I_{\text{по } 2}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,618^2 \cdot (1,9 + 0,23) = 45,42, \quad (10.55)$$

где $I_{\text{по } 2}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ НН (п. 9), кА;

$t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{45,42}}{90 \cdot 10^{-3}} = 74,88;$$

Тогда по (10.53), мм²:

$$74,88 < 360.$$

Условие проверки шин на термическую стойкость при КЗ выполняется.

Проверка жестких шин на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний не производится из-за отсутствия механического резонанса

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		71

в большинстве случаев применяемых конструкций, однако выполняется механический расчет жестких шин [3, с. 178].

Шины располагаем плашмя. Шины механически прочны, если выполняется условие, МПа:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп} \cdot \quad (10.56)$$

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_{уд}^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(11,624 \cdot 10^3)^2}{0,3} = 78,01, \quad (10.57)$$

где $i_{уд}^{(3)}$ – ударный ток КЗ, (п. 9), А;

a – расстояние между фазами, м.

Момент сопротивления при расположении шин плашмя [3, с. 179]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,6 \cdot 6^2}{6} = 3,6, \quad (10.58)$$

где $b = 0,6$ см;

$h = 6$ см.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{max} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{78,01 \cdot 0,75^2}{10 \cdot 3,6} = 1,22, \quad (10.59)$$

где l – длина пролета, равная ширина ячейки КРУ, $l = 0,75$, м.

Допустимое напряжение не должно превышать (41-48) МПа [3, с. 181].

$$1,22 < 41.$$

Условие выполняется.

10.5 Выбор изоляторов

Опорные изоляторы выбирают:

1) по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \cdot \quad (10.60)$$

2) по допустимой нагрузке:

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		72

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (10.61)$$

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор, Н;
 $F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора, Н.

Проходные изоляторы выбирают аналогично опорным, но добавляется условие выбора по длительному току:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}. \quad (10.62)$$

10.5.1 Выбор подвесных изоляторов на стороне ВН

Выбор типа и материала (стекло, фарфор, полимерные материалы) изоляторов производится с учетом климатических условий (температуры и увлажнения) и условий загрязнения. На ВЛ 35-220 кВ рекомендуется применять стеклянные, полимерные и фарфоровые изоляторы, преимущество должно отдаваться стеклянным или полимерным изоляторам [1, с.206, п. 2.5.98].

Выбор количества изоляторов в гирляндах производится в соответствии с [1, гл. 1.9].

Принимаем к установке изоляторы линейные подвесные ЛК-70/35 УХЛ1 [31].

Число изоляторов в гирлянде, шт.:

$$n \geq \frac{\lambda_{\text{эф}} \cdot U_{\text{наиб}}}{l_{\text{эф}}}, \quad (10.63)$$

где $\lambda_{\text{эф}}$ – минимально допустимая удельная эффективная длина пути утечки, согласно степени загрязнения атмосферы по ПУЭ [1, с. 131, табл. 1.9.1] $\lambda_{\text{эф}} = 3$ см/кВ;

$U_{\text{наиб}}$ – наибольшее рабочее напряжение, $U_{\text{наиб}} = 1,15 \cdot U_{\text{ном}}$, кВ;

$l_{\text{эф}}$ – эффективная длина пути утечки, см:

$$l_{\text{эф}} = \frac{l_{\text{ут}}}{k}, \quad (10.64)$$

где $l_{\text{ут}}$ – длина пути утечки, по [31] равная 99 см;

k – поправочный коэффициент (коэффициент эффективности изолятора):

$$k = 1 + 0,5 \cdot \left(\frac{l_{\text{ут}}}{D} - 1 \right) = 1 + 0,5 \cdot \left(\frac{99}{14,4} - 1 \right) = 3,94, \quad (10.65)$$

где D – диаметр изолятора, по [31] равный 14,4 см.

Тогда эффективная длина пути утечки по (10.64), см:

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		73

$$l_{\text{эф}} = \frac{99}{3,94} = 25,13 .$$

Число изоляторов в гирлянде по (10.63), шт.:

$$n \geq \frac{3 \cdot 1,15 \cdot 35}{25,13} = 4,8 ,$$

Полученное число изоляторов в гирлянде n округляем и увеличиваем на один, следовательно, принимаем $n = 6$.

10.5.2 Выбор подвесных изоляторов на стороне НН

Принимаем к установке изоляторы линейные подвесные ЛК-70/10 УХЛ1 [32].

Поправочный коэффициент (коэффициент эффективности изолятора) по (10.65):

$$k = 1 + 0,5 \cdot \left(\frac{l_{\text{ут}}}{D} - 1 \right) = 1 + 0,5 \cdot \left(\frac{30}{1,8} - 1 \right) = 8,83 ,$$

где $l_{\text{ут}}$ – длина пути утечки, по [32] равная 30 см;

D – диаметр изолятора, по [32] равный 1,8 см.

Тогда эффективная длина пути утечки по (10.64), см:

$$l_{\text{эф}} = \frac{30}{8,83} = 3,4 .$$

Число изоляторов в гирлянде по (10.63), шт.:

$$n \geq \frac{3 \cdot 1,15 \cdot 10}{3,4} = 10,1 ,$$

Полученное число изоляторов в гирлянде n округляем и увеличиваем на один, следовательно, принимаем $n = 12$.

10.5.3 Выбор проходных изоляторов

Выбираем изоляторы ИППУ-10/1000-8 УХЛ1 [33]. Изолятор полимерный, проходной. Предназначены для изоляции и соединения токоведущих частей закрытых распределительных устройств, соединения с открытыми распределительными устройствами или линиями электропередачи. Условия выбора и проверки изолятора ИППУ-10/1000-8 УХЛ1 представлены в таблице 10.17.

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		74

Таблица 10.17 – Выбор проходных изоляторов

Условия выбора/проверки	Расчетные данные	Каталожные данные проходного изолятора
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$F_{расч} \leq F_{доп}$	$F_{расч} = 59,17 \text{ Н}$	$F_{доп} = 4800 \text{ Н}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 808,29 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 8000 = 4800, \quad (10.66)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб равная 8, кН.
Расчетная сила для проходных изоляторов, Н:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{11624^2}{0,3} \cdot 0,75 \cdot 10^{-7} = 29,25. \quad (10.67)$$

где a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета, м.

Изолятор удовлетворяет всем условиям выбора.

10.6 Выбор ограничителей перенапряжения

На линиях электропередачи в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору возникают волны перенапряжения. 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 и НН устанавливаем ограничители перенапряжений типа:

– ОПН-РК-35/40,5-10 УХЛ1 [34] – предназначены для защиты электрооборудования в сети с изолированной нейтралью, напряжением 35 кВ.

– ОПН-КР/TEL-10/11,5 УХЛ2 [35] – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ 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 D-12Р.

Таблица 10.18 – Основные технические характеристики ОПН-РК-35/40,5-10 УХЛ1

Технические характеристики	Нормируемый параметр
1. Класс напряжения сети, кВ	35
2. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ, действующее значение	40,5
3. Номинальный разрядный ток, кА	10
4. Напряжение на ОПН при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: 5000 А, кВ, не более 10000 А, кВ, не более 20000 А, кВ, не более	120 130 146
5. Напряжение на ОПН при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой: 250 А, кВ, не более 500 А, кВ, не более 1000 А, кВ, не более	96,3 101 107
6. Остающееся на ОПН напряжение при импульсе тока 1/4 мкс с амплитудой 10 кА, кВ, не более	62,4
7. Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	100
8. Ток утечки, мА, не более, действующее значение	2
9. Ток КЗ, при котором обеспечивается взрывобезопасность, кА	40
10. Масса ограничителя, кг, не более	9
11. Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	1250

Таблица 10.19 – Основные электротехнические характеристики ОПН-КР/TEL-10/11.5 УХЛ2

Технические характеристики	Нормируемый параметр
1. Класс напряжения сети, кВ	10
2. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ, действующее значение	11,5
3. Номинальный разрядный ток, кА	10
4. Напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: 5000 А, кВ, не более 10000 А, кВ, не более 20000 А, кВ, не более	33,7 36,3 41,1
5. Напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой: 125 А, кВ, не более 250 А, кВ, не более 500 А, кВ, не более	26,2 26,9 27,8
6. Остающееся на ОПН напряжение при импульсе тока 1/10 мкс с амплитудой 10 кА, кВ, не более	37,8
7. Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	100
8. Ток утечки, мА, не более, действующее значение	1
9. Ток КЗ, при котором обеспечивается взрывобезопасность, кА	20
10. Масса ограничителя, кг, не более	0,8
11. Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	250

ДП 13.03.03.07

Лист

76

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

10.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа подстанций, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Это электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов выключателей и разъединителей, шкафов КРУ, а также освещение подстанции.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициента загрузки и одновременности, перегрузочной способности трансформаторов [3, с. 386].

На всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд [36, п. 9.1.1].

Трансформаторы собственных нужд к шинам РУ 6-35 кВ должны присоединяться через выключатели [36, п. 9.1.12].

Для питания оперативных цепей подстанций может применяться переменный и постоянный ток. На ПС напряжением 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока (система ОПТ, СОПТ) напряжением 220 В. Применение выпрямленного и переменного оперативного тока на ПС 35-110 кВ допускается только на существующих объектах [36, п. 9.3.1.1].

Схема подключения трансформаторов собственных нужд для систем с постоянным оперативным током представлена на рисунке 10.1.

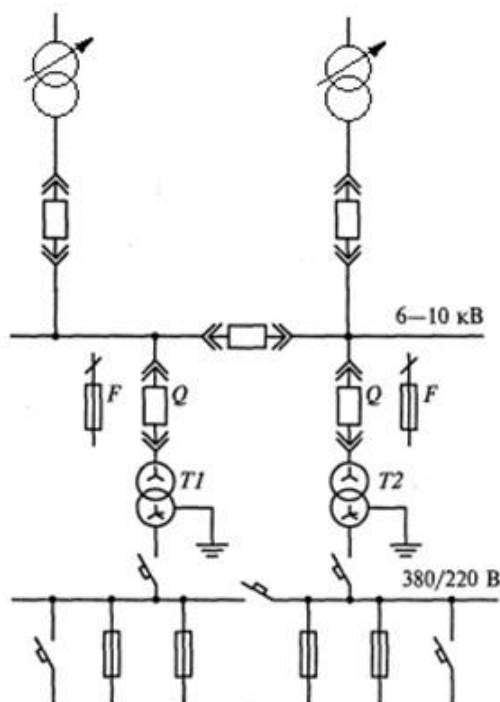


Рисунок 10.1 – Схема питания трансформатора собственных нужд

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП 13.03.03.07

Лист

77

По выбранным ранее оборудованию и главным схемам электрических соединений РУ составим таблицу нагрузки потребителей собственных нужд подстанции (таблица 10.20).

Таблица 10.20 – Нагрузка потребителей собственных нужд подстанции

Тип потребителя	Установленная мощность P , кВт	$\cos \varphi$, о. е.	Количество потребителей, шт.	Активная нагрузка $P_{уст}$, кВт	Реактивная нагрузка $Q_{уст}$, квар
Нагревательное устройство ВЭБ 35 кВ	2,4	1	2	4,8	–
Мощность электродвигателей приводов ВЭБ 35 кВ	1,1	1	2	2,2	–
Подогрев разъединителей	0,6	1	86	51,6	–
Подогрев и освещение КРУ	2	1	32	64	–
Освещение и вентиляция ЗРУ	6	1	1	6	–
Освещение ОРУ 35 кВ	6	1	1	6	–
Отопление и освещение ОПУ	100	1	1	100	–
Охлаждение ТДНС-10000/35/10	2,4	0,85	2	4,8	3
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	20,8	0,85	2	35,36	21,92
Итого:			129	274,76	24,92

Расчетная нагрузка потребителей собственных нужд [3, с. 386], кВА:

$$S_p = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{274,76^2 + 24,92^2} = 220,71, \quad (10.68)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, в ориентировочных расчетах принимается равным 0,8 [3, с. 386];

$P_{уст}$ – установленная активная мощность потребителей, кВт;

$Q_{уст}$ – установленная реактивная мощность потребителей, квар.

Мощность трансформаторов собственных нужд при двух трансформаторах на подстанции с постоянным дежурством [3, с. 386], кВА:

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{k_{пг}} = \frac{220,71}{1,4} = 157,65, \quad (10.69)$$

где $k_{пг}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, принимаемый равным 1,4 [3, с. 387].

Для собственных нужд должны применяться, как правило, сухие трансформаторы с литой изоляцией воздушного охлаждения [36, п. 9.1.10].

Чтобы не допустить превышение коэффициента перегрузки, из стандартного ряда мощностей трансформаторов (ГОСТ 9680-77) выбираем два трансформатора номинальной мощностью по 160 кВА.

Проверим выбранные трансформаторы по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах, о.е.:

$$k_3^{\text{н.р.}} = \frac{S_{\text{расч}}}{N_T \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{220,71}{2 \cdot 160} = 0,69, \quad (10.70)$$

$$k_3^{\text{п.ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(N_T - 1) \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{220,71}{(2 - 1) \cdot 160} = 1,38, \quad (10.71)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора собственных нужд, кВА;
 N_T – количество трансформаторов собственных нужд, установленных на подстанции, шт.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме работы входит в рекомендуемый диапазон 0,6-0,7 [3, с. 327].

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы не должен превышать 1,3-1,4 [3, с. 170].

Следовательно, выбранные трансформаторы собственных нужд удовлетворяют всем условиям выбора и проверки.

Принимаем к установке два трансформатора ТСЛ-160/10 [40]. Технические данные трансформатора приведены в таблице 10.23.

Таблица 10.23 – Технические характеристики трансформатора ТСЛ-160/10

Номинальная мощность, кВА	Номинальное первичное напряжение, кВ	Номинальное вторичное напряжение, кВ	Группа соединения обмоток	Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Потери короткого замыкания, кВт	Потери холостого хода, кВт
160	10	0,4	Y/Yн-0	6	1,5	2,7	0,6

10.8 Выбор предохранителей

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

В электрических сетях высоковольтные предохранители применяют для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения. На напряжении 10 кВ понижающих подстанций устанавливают предохранители типа ПК.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Номинальный ток $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Отключающая способность $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$;
- 4) Номинальный ток плавкой вставки $I_{раб.макс} \leq I_{в.ном}$.

Примем к установке для трансформаторов мощностью 400 кВА предохранители марки ПКТ-102-10-63 УЗ, для 630 кВА марки ПКТ-103-10-160 УЗ, для 1000 кВА марки ПКТ-104-10-200 УЗ [41].

Таблица 10.24 – Проверка условий выбора предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные на ТМ-400/10	Расчетные данные на ТМ-630/10	Расчетные данные на ТМ-1000/10	Каталожные данные предохранителей		
				ПКТ-102-10-63 УЗ	ПКТ-103-10-160 УЗ	ПКТ-104-10-200 УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 46,19$ А	$I_{раб.макс} = 145,49$ А	$I_{раб.макс} = 173,21$ А	$I_{ном} = 63$ А	$I_{ном} = 160$ А	$I_{ном} = 200$ А
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 4,499$ кА	$I_{пт} = 4,499$ кА	$I_{пт} = 4,499$ кА	$I_{откл.ном} = 12,5$ кА	$I_{откл.ном} = 12,5$ кА	$I_{откл.ном} = 12,5$ кА

Плавкие вставки предохранителей выбирают с учетом отстройки их от бросков намагничивающего тока трансформатора в соответствии с ПУЭ. Максимальная мощность цехового трансформатора на заводе не более 400 кВА, значит, номинальный ток плавкой вставки предохранителя равен 31,5 А.

Проверка вставки на селективность с аппаратами защиты ввода 0,4 кВ осуществляется по условию:

$$t_B \leq t_K \leq 5, \quad (10.72)$$

где t_B – время плавления плавкой вставки предохранителя при КЗ на стороне 0,4 кВ, с:

$$t_B = \frac{t_{с.з} + \Delta t}{K_{п}} = \frac{0,02 + 0,3}{0,9} = 0,35, \quad (10.73)$$

где $t_{с.з}$ – полное время срабатывания защиты со стороны 0,4 кВ, с которой осуществляется согласование предохранителя, $t_{с.з} = 0,02 \pm 0,01$ с для электромагнитных расцепителей автоматов с учетом разброса срабатывания, определяется по ампер-секундной характеристике;

Δt – минимальная ступень селективности, принимается для автоматов – 0,3 с, для предохранителей – 0,6 с;

$K_{п}$ – коэффициент приведения каталожного времени плавления плавкой вставки и времени ее разогрева, принимается равным 0,9.

Допустимое время протекания тока КЗ в трансформаторе, с:

$$t_k = \frac{900}{k^2} = \frac{900}{50^2} = 0,36, \quad (10.74)$$

где k – отношение установившегося значения тока КЗ к номинальному току трансформатора.

Данный предохранитель проходит проверку по всем условиям.

10.9 Выбор автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей можно разделить на следующие этапы:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения автомата $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq i_{пр.св}$;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$.

Токи нормального и аварийного режимов работы цехового трансформатора мощностью 1600 кВА на стороне НН 0,4 кВ, А:

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38, \quad (10.75)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{ном.НН} = 1,4 \cdot 1443,38 = 2020,73. \quad (10.76)$$

Примем к установке автоматический выключатель серии ВА50-45 Про [42].

Таблица 10.25 – Выбор автоматических выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные автоматического выключателя
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4$ кВ	$U_{ном} = 0,4$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 2020,73$ А	$I_{ном} = 2500$ А
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 4,528$ кА	$I_{откл.ном} = 48$ кА
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 11,527$ кА	$i_{пр.с} = 100$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 4,528^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 2,67$ кА ² ·с	$I_T^2 t_T = 85^2 \cdot 1 = 7225$ кА ² ·с

Данный автоматический выключатель проходит проверку по всем условиям.

11 Расчет грозозащиты главной понизительной подстанции

Согласно [43] здания и сооружения электрических станций и подстанций, ОРУ напряжением 35-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии.

Защита оборудования ОРУ от прямых ударов молнии обеспечивается стержневыми и тросовыми молниеотводами. Последние в основном используются для защиты ошиновки очень большой протяженности [13, с. 3].

Стержневые молниеотводы выполняют в виде вертикальных металлических стержней (молниеприемников), возвышающихся над защищаемыми объектами, соединенных с заземлителем.

Защитное действие молниеотводов связано с избирательной поражаемостью молнией высоких объектов. Зоной защиты молниеотвода называют пространство вокруг молниеотвода заданной геометрии, отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком размещенный в его объеме, не превышает заданной величины [13, с. 4].

Расчет грозозащиты заключается в определении требуемой высоты и мест установки молниеотводов. Чаще всего защита РУ обеспечивается правильным размещением молниеотводов по углам наибольшего прямоугольника [44, с. 34].

Стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h является круговой конус, вершина которого совпадает с вертикальной осью молниеотвода.

Наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молний, это гибкие шины на высоте $h_x = 9,2$ м (рисунок 11.1).

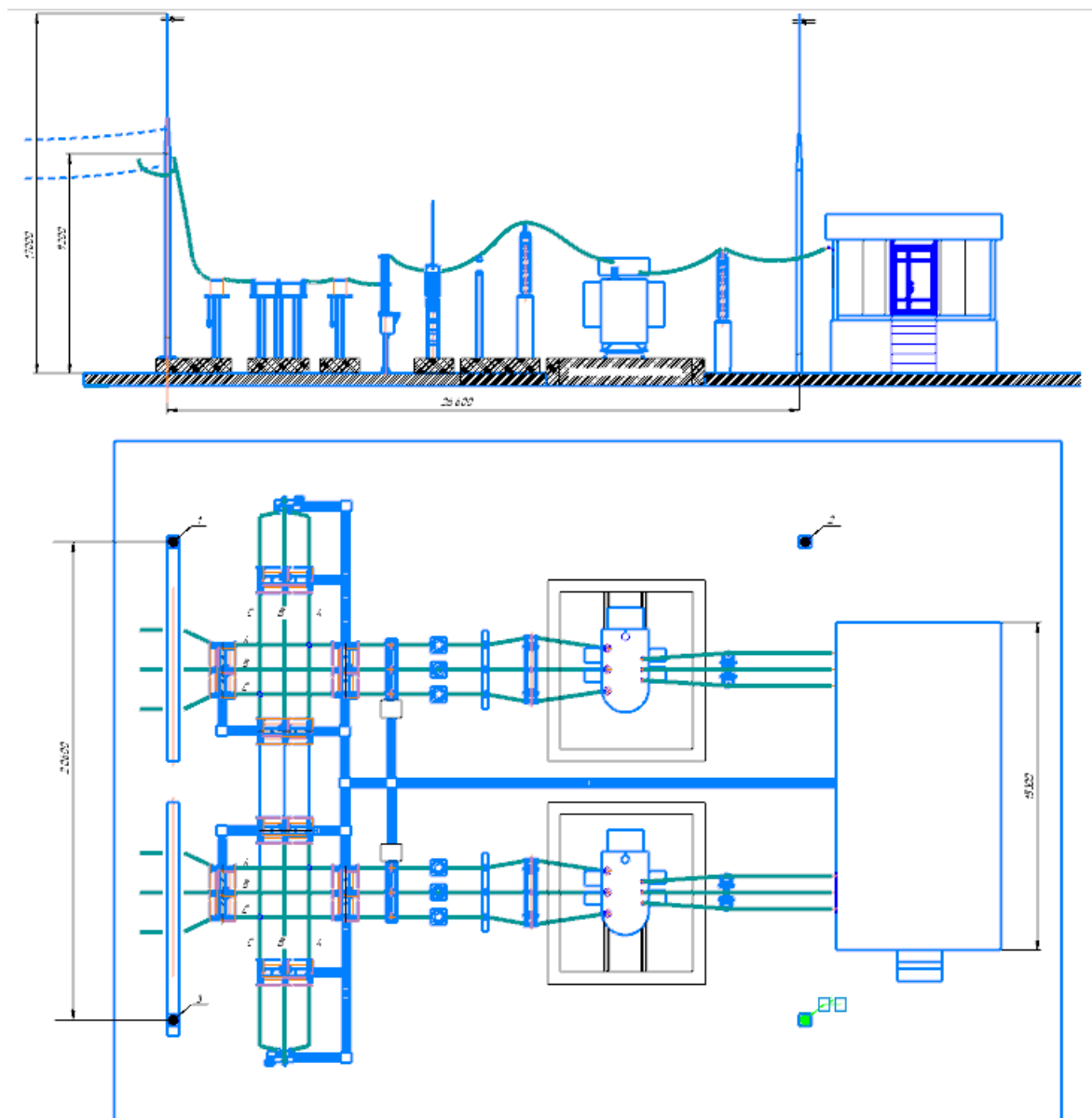


Рисунок 11.1 – План и разрез ОРУ 35 кВ

Выбираем прямоугольник, образованный точками установки молниеотводов, на рисунке 11.1 это точки 1-2-3-4. Определяем по размерам этого прямоугольника длину диагонали L_{1-4} , м:

$$L_{1-4} = \sqrt{20,6^2 + 26,6^2} = 33,64 . \quad (11.1)$$

Принимаем высоту молниеотвода равную $h = 17$ м.

Молниеотвод считается двойным, и защита не имеет провала, если расстояние L между стержневыми молниеотводами не превышает предельной величины L_{max} и L_c , определяемых по формулам по [13, с. 6, табл. 1.3] для вероятности защиты $P_3 = 0,9$, м:

$$L_{max} = 5,75 \cdot h = 5,75 \cdot 17 = 97,75 , \quad (11.2)$$

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП 13.03.03.07

Лист

83

$$L_c = 2,5 \cdot h = 2,5 \cdot 17 = 42,5 . \quad (11.3)$$

В соответствии с условием, м:

$$L_{1-4} \leq L_c \leq L_{max} , \quad (11.4)$$

$$33,64 < 42,5 < 97,75 ,$$

делаем вывод, что рассматриваемые стержневые молниеотводы считаются двойными и граница зоны защиты между этими молниеотводами не имеет провалов и провесов ($h_c = h_0$) [43].

Габариты зоны защиты определяются двумя параметрами: высотой конуса h_0 и радиусом конуса на уровне земли r_0 , м:

Параметры конуса защиты одиночного стержневого молниеотвода h_0 и r_0 для вероятности защиты $P_3 = 0,9$ [13, с. 5, табл. 1.2], м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 17 = 14,45 , \quad (11.5)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 17 = 20,4 . \quad (11.6)$$

Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода на высоте гибких шин $h_x = 9,2$ м [42, с. 5], м:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{20,4 \cdot (14,45 - 9,2)}{14,45} = 7,41 . \quad (11.7)$$

Половина ширины горизонтального сечения в центре расстояния между молниеотводами на высоте h_x равна радиусу зоны защиты одиночного молниеотвода на высоте гибких шин по (11.7), так как $h_c = h_0$.

На рисунке 11.2 представлены сечения зон защиты на высоте h_x . Если сечение зоны защиты молниеотводов имеет провалы на высоте h_x (заштрихованные области), то следует увеличить h и повторить расчеты и построение зоны защиты.

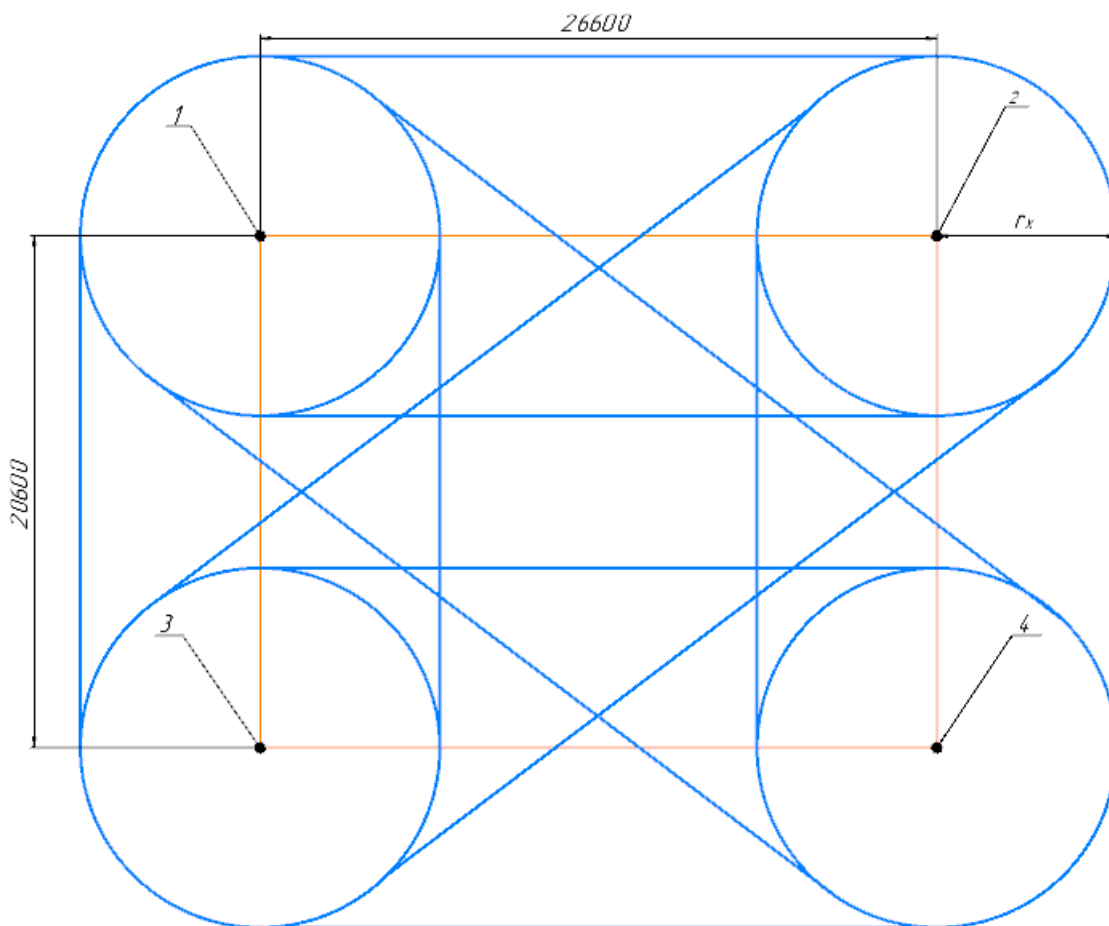


Рисунок 11.2 – Зона защиты стержневых молниеотводов на высоте защищаемого объекта

Сечение зоны защиты защищает всю площадь.

12 Расчет заземляющих устройств

Исходные данные, которые потребуются для расчёта заземляющего устройства представлены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Исходные данные

ЛЭП, км	ТП – $\frac{U_1}{U_2}$, кВ	Грунт, ρ , Ом·м	$A \times B$, м	t , м	Вид ЗУ	Клим. зона	Искусственные заземли- тели, размер, мм	
							В	Г
10,5	$\frac{35}{10}$	Каме- нистая почва, 200	48,5×30	0,5	Кон- турное	IV	Круглая сталь $d = 15, L = 5$ м	Пруток $d = 10$

Расчетное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$r_B = 0,3 \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.в}} = 0,3 \cdot 200 \cdot 1,3 = 78, \quad (12.1)$$

где $K_{сез.в}$ – коэффициент сезонности, определяется по [45, табл. 1.13.2], для IV климатической зоны и вертикального заземлителя равен 1,3.

ρ – удельное сопротивление грунта по [45, табл. 1.13.3] для каменистой почвы равно 200, Ом·м.

Предельное сопротивление совмещенного ЗУ, Ом:

$$R_{з\text{у}1} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{1,05} = 238,1, \quad (12.2)$$

где I_3 – расчётный ток замыкания на землю, А:

$$I_3 = \frac{U_{л\text{ЭП}} \cdot L_{в\text{Л}}}{350} = \frac{35 \cdot 10,5}{350} = 1,05, \quad (12.3)$$

где $U_{л\text{ЭП}}$ – номинальное линейное напряжение сети, кВ;

$L_{в\text{Л}}$ – длина кабельных и воздушных электрически связанных линий, км.

Требуемое предельное сопротивление по НН для ИН $R_{з\text{у}2} \leq 10$ Ом [45, табл. 1.13.1]

Принимаем $R_{з\text{у}2} = 10$ Ом (наименьшее из двух).

Количество вертикальных электродов:

– без учета экранирования (расчетное):

$$N'_{в.р} = \frac{r_{в}}{R_{з\text{у}}} = \frac{78}{10} = 7,9 \approx 8. \quad (12.4)$$

– с учетом экранирования:

$$N_{в.р} = \frac{N'_{в.р}}{\eta_{в}} = \frac{8}{0,75} = 11, \quad (12.5)$$

где $\eta_{в}$ – коэффициенты использования вертикального электрода, по [45, табл. 1.13.5] $\eta_{в} = F$ (контурное; 3; 11) = 0,76.

Размещение ЗУ на плане представлено на рисунке 12.1.

Так как выбрано $a/L = 3$, то $a = 3L = 15$ м.

Контурное ЗУ закладывается на расстоянии не менее 1 м, поэтому длина по периметру закладки равна, м:

$$L_{\text{п}} = (A + 2) \cdot 2 + (B + 2) \cdot 2 = (48,5 + 2) \cdot 2 + (30 + 2) \cdot 2 = 165. \quad (12.6)$$

где A и B – длина и ширина подстанции, соответственно равные 48,5 и 30 м.

Тогда расстояние между электродами уточняется с учетом формы объекта.

По углам устанавливают по одному вертикальному электроду, а оставшиеся – между ними.

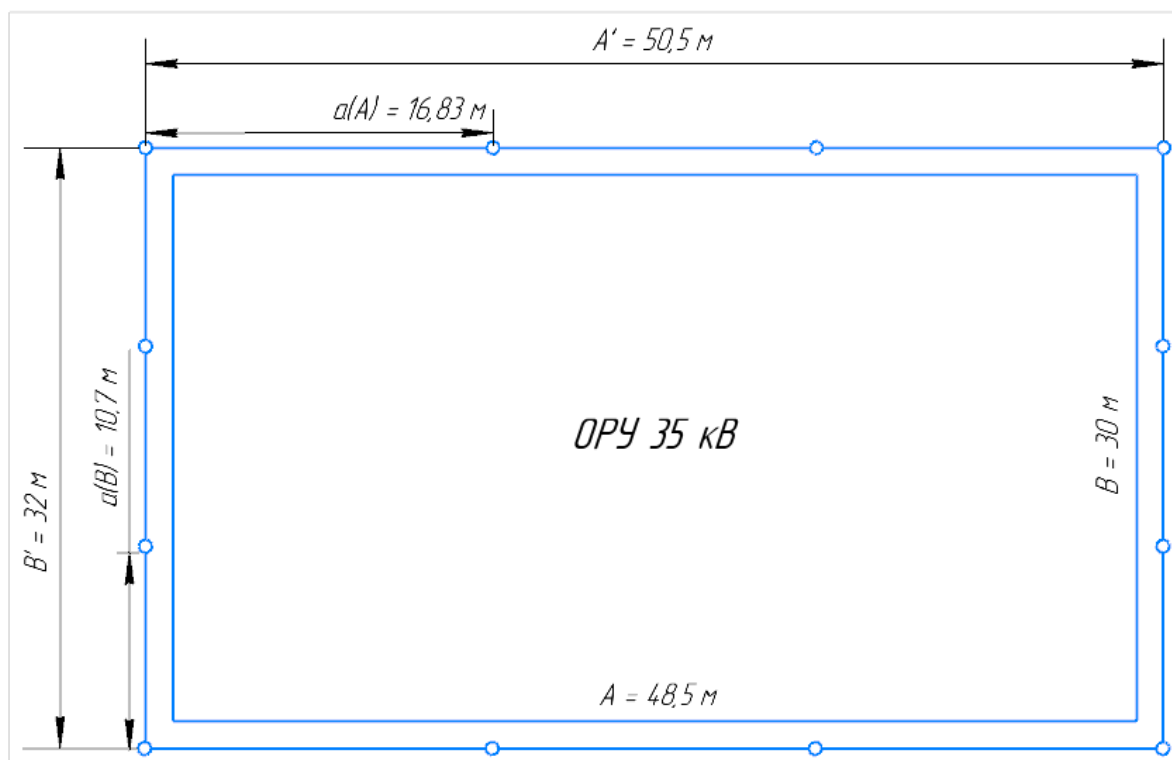


Рисунок 12.1 – План ЗУ подстанции

Для равномерного распределения электродов окончательно принимается $N_B = 12$, тогда:

Расстояние между электродами по ширине объекта, м:

$$a_B = \frac{B'}{n_B - 1} = \frac{32}{4 - 1} = 10,7, \quad (12.7)$$

где n_B – количество электродов по ширине объекта.

Расстояние между электродами по длине объекта, м:

$$a_A = \frac{A'}{n_A - 1} = \frac{50,5}{4 - 1} = 16,83, \quad (12.8)$$

где n_A – количество электродов по длине объекта.

Для уточнения принимается среднее значение отношения:

$$\left(\frac{a}{L_B}\right)_{cp} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{a_B + a_A}{L_B}\right) = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{10,7 + 16,83}{5}\right) = 2,75. \quad (12.9)$$

Далее по [45, табл. 1.13.5] уточняются коэффициенты использования:

$$\eta_B = F(\text{контурное}; 2,75; 12) = 0,75;$$

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП 13.03.03.07

Лист

87

$$\eta_{\Gamma} = F \text{ (контурное; } 2,75; 12) = 0,54.$$

Уточненные значения сопротивлений вертикальных и горизонтальных электродов, Ом:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,4}{L_n \cdot \eta_{\Gamma}} \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.}\Gamma} \cdot \log \frac{2 \cdot L_n^2}{b \cdot t} = \frac{0,4}{165 \cdot 0,54} \cdot 200 \cdot 1,8 \cdot \log \frac{2 \cdot 165^2}{11 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5} = 11,3, \quad (12.10)$$

где $K_{\text{сез.}\Gamma}$ – коэффициент сезонности, определяется по [45, табл. 1.13.2].

b – ширина полосы, м, для круглого горизонтального заземлителя $b = 1,1d = 1,1 \cdot 10 = 11$.

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \cdot \eta_B} = \frac{78}{16 \cdot 0,75} = 6,5. \quad (12.11)$$

Фактическое сопротивление ЗУ, Ом:

$$R_{\text{з.ф}} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B + R_{\Gamma}} = \frac{6,5 \cdot 11,3}{6,5 + 11,3} = 4,13. \quad (12.12)$$

$$R_{\text{з.ф}}(4,13) < R_{\text{з.ф}}(10).$$

Следовательно, ЗУ эффективно.

13 Релейная защита силового трансформатора ТДНС-10000/35

Согласно ПУЭ [1, с. 257, п. 3.2.51] для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;
- 7) частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;
- 8) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для защиты трансформатора рассмотрим 5 видов защиты:

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		88

- продольная дифференциальная защита – от многофазных коротких замыканий;
- максимальная токовая защита – от сверхтоков внешних коротких замыканий;
- максимальная токовая защита от перегрузок – защита от технологических перегрузок и ненормальных режимов работы;
- защита от понижения напряжения;
- газовая защита трансформатора – от внутренних повреждений в трансформаторе и снижения уровня масла внутри бака.

13.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения релейной защиты

1) ТА1 (ВН)

Номинальный ток силового трансформатора на стороне ВН, А:

$$I_{\text{H}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}^{\text{ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,96, \quad (13.1)$$

где S_{H} – мощность трансформатора, кВА;

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

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{\text{ТА1}}^{\text{расч}} = I_{\text{H}}^{\text{ВН}} \cdot k_{\text{сх}} = 164,96 \cdot 1 = 164,96, \quad (13.2)$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, так как схема соединения первичной обмотки «звезда», то $k_{\text{сх}} = 1$.

Выбираем трансформатор тока ТВТ-35-I-300/5 [26]:

– номинальный ток $I_{\text{НОМ}} = 300$ А;

– коэффициент трансформации $n_{\text{ТА1}} = 300/5$.

2) ТА2 (НН)

Номинальный ток силового трансформатора на стороне НН, А:

$$I_{\text{H}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}^{\text{НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35. \quad (13.3)$$

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{\text{ТА21}}^{\text{расч}} = I_{\text{H}}^{\text{НН}} \cdot k_{\text{сх}} = 577,35 \cdot 1 = 577,35. \quad (13.4)$$

Выбираем трансформатор тока ТВТ-10-I-5000/5 [26]:

– номинальный ток $I_{\text{НОМ}} = 5000$ А;

– коэффициент трансформации $n_{\text{ТА2}} = 5000/5$.

3) Выбираем трансформатор напряжения TV1 – на стороне ВН:

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		89

$$n_{TV1} = \frac{U_H^{BH}}{100} = \frac{35000}{100}. \quad (13.5)$$

Выбираем трансформаторы напряжения TV1 – НАМИ-35 УХЛ1 [29].

13.2 Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты от многофазных КЗ применяем продольную дифференциальную токовую защиту (ДЗТ). Комплект защиты: шкаф ШЭ 20607 [46].

Выбор общих параметров дифференциальной защиты:

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А:

$$I_{\text{ном. перв}}^{BH} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^{BH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,96, \quad (13.6)$$

$$I_{\text{ном. перв}}^{HH} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^{HH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35. \quad (13.7)$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:

$$K_I^{BH} = 6 \setminus 300/5,$$

$$K_I^{HH} = 5000/5.$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А:

$$I_{\text{ном. втор}}^{BH} = \frac{I_{\text{ном. перв}}^{BH}}{K_I} \cdot K_{CX} = \frac{164,96}{\frac{300}{5}} \cdot 1 = 2,75, \quad (13.8)$$

$$I_{\text{ном. втор}}^{HH} = \frac{I_{\text{ном. перв}}^{HH}}{K_I} \cdot K_{CX} = \frac{577,35}{\frac{5000}{5}} \cdot 1 = 0,58. \quad (13.9)$$

Принятые значения уставок (округление до двух знаков после запятой):

$$I_{\text{баз}}^{BH} = 2,75,$$

$$I_{\text{баз}}^{HH} = 0,58.$$

Выбор уставок продольной дифференциальной токовой защиты ДЗТ:

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		90

Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А:

$$I_{\text{КЗ.внеш.макс}} = \frac{I_{\text{кк2}}}{U_{\text{Н}}^{\text{ВН}}/U_{\text{Н}}^{\text{НН}}} = \frac{4618}{35/10} = 1319,43, \quad (13.10)$$

где $I_{\text{кк2}}$ – ток короткого замыкания в точке К2 (НН), рассчитанный в приложении В, А.

Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах):

$$I_{\text{КЗ.внеш.макс}^*} = \frac{I_{\text{КЗ.внеш.макс}}}{I_{\text{ном.первВН}}} = \frac{1319,43}{164,96} = 7,99. \quad (13.11)$$

Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{НБ}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{КЗ.внеш.макс}^*} \\ = 1,1 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 7,99 = 3,34, \quad (13.12)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки принимается равным 1,1 [39, с. 17];

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается 2,0 [48, с. 17];

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1,0 [39, с. 17];

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, принимается 0,1;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), принимается равной половине действительного диапазона регулирования, о.е.;

$\Delta f_{\text{добав}}$ – добавочная погрешность, принимается равной 0,02 [39, с. 17].

Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешних КЗ (округление до одного знака после запятой):

Принимаем значение 1,9.

Коэффициент чувствительности ДЗТ должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно.

13.3 Защита от сверхтоков внешних коротких замыканий

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: шкаф ШЭ 20607 [47].

Ток срабатывания защиты, А:

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		91

$$I_{сз} = \frac{k_H \cdot k_{сз}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,95} \cdot 230,94 = 294,14, \quad (13.13)$$

где k_H – коэффициент надежности, равен 1,1 [39, с. 22];
 $k_{сз}$ – коэффициент самозапуска, равный 1,1-3,0 [39, с. 22];
 k_B – коэффициент возврата защиты в исходное состояние, равный 0,95 [39, с. 22];

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

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_H^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot 164,96 = 230,94. \quad (13.14)$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА1}} = 294,14 \cdot \frac{1}{\frac{300}{5}} = 4,9. \quad (13.15)$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{2703}{294,14} = 9,19 \geq 1,5, \quad (13.16)$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{сз} = t_{сз}^{\text{см.эл}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5. \quad (13.17)$$

13.4 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: шкаф ШЭ 20607 [46].

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,1}{0,85} \cdot 230,94 = 298,86, \quad (13.18)$$

где k_H – коэффициент отстройки, равный 1,1 [48, с. 17];

k_B – коэффициент возврата, равный 0,85 [48, с. 22].

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА1}} = 298,86 \cdot \frac{1}{\frac{300}{5}} = 4,98. \quad (13.19)$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

$I_{сзI} = 9-10$ с – сигнал и автоматическая разгрузка,

$I_{сзII} = 40$ мин – отключение.

13.5 Защита от понижения напряжения

Устанавливается на стороне высокого напряжения. Комплект защиты: шкаф ШЭ 20607 [46].

Напряжение срабатывания защиты, кВ:

$$U_{сз} = 0,7 \cdot U_{ном} = 0,7 \cdot 35 = 24,5. \quad (13.20)$$

Напряжение срабатывания реле, В:

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{n_{ТВ1}} = \frac{24,5}{35/100} = 70. \quad (13.21)$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{ч}^U = \frac{U_{сз} \cdot k_{в}}{U_{ост}} = \frac{24,5 \cdot 1,25}{60} = 0,51 \geq 1,25, \quad (13.22)$$

где $U_{ост}$ – остаточное напряжение при КЗ в смежном элементе, кВ;

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле, равен 1,25 [39, с. 22].

Коэффициент защиты удовлетворяет требованиям ПУЭ.

13.6 Защита от повреждений и снижения уровня масла внутри бака трансформатора

Повреждения трансформатора, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Эти признаки используются для выполнения специальной защиты при помощи газовых реле, реагирующих на появление газа и движение масла.

Согласно ПУЭ [1, с. 257, п. 3.2.53] для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более должна быть предусмотрена газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		93

Защита от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, может быть выполнена также с использованием реле давления.

Защита от понижения уровня масла может быть выполнена также в виде отдельного реле уровня в расширителе трансформатора. Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, следует предусматривать отдельное газовое реле

Цепи газовой защиты и реле давления трансформатора выполнены с учетом наличия одного газового реле РГТ-80, реагирующего на повреждения в кожухе трансформатора, с двумя контактами, действующими соответственно на отключение и на сигнал.

Для газовой защиты регулятора напряжения трансформатора под нагрузкой (РПН) используются струйные реле (например, типа РЗТ-25, RT-25, RS1000), не имеющие поплавковых элементов и реагирующие только на интенсивное движение потока масла из бака РПН в расширитель.

14 Безопасность электроустановок

В основном все помещения завода относятся к особо опасным помещениям.

Согласно ПУЭ разделу

1.7 «Заземление и защитные меры электробезопасности.» Токоведущие части электроустановок до 1000 В применяем изолированные токоведущие части или устанавливаем в защитные кожухи. Где это сделать невозможно ограждаем зону барьерами. Степень защиты оболочек и ограждение не менее IP2X. Все проводники заземляем. PEN- проводник на вводе в помещение должен быть повторно заземлен.

Дополнительной защитой от прямого прикосновения будет установка устройств защитного отключения с номинальным отключающим током 30 мА.

Для защиты при косвенном прикосновении выполним автоматическое отключение оборудования, в установках до 1000 все проводники присоединены к глухозаземленной нейтрали источника. Установим системы дополнительного уравнивания потенциалов. На вводе в передвижную электроустановку должна быть предусмотрена главная шина уравнивания потенциалов, соответствующая требованиям.

Все устройства на заводе заземлены. Трехфазную сеть до 1000 В с заземленной нейтралью выполняем с защитным нулевым проводником.

В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных питание светильников выполняем напряжением 220 кВ с использованием защитного отключения на 30 мА. Лампы в жарких цехах устанавливаем в арматуре специальной

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		94

конструкции. При этом на одну фазу групповой сети устанавливаем не больше 20 ламп и штепсельных розеток.

Оборудование первого класса, у которых есть открытые проводящие, доступные прикосновению, части, соединено с заземляющим контактом.

Так же все оборудование маркируем в зависимости от класса опасности. Обслуживающий персонал должен проходить повторный инструктаж по технике безопасности не реже одного раза в полгода. Перед проведение специальных работ проводится целевой инструктаж. Все плановые и внеплановые инструктажи регистрируются в специальном журнале. Обслуживающий персонал перед проведением работ должен иметь соответствующую группу допуска.

В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов.

В проекте выполнен расчет токов короткого замыкания, на основании чего выбрано электрическое оборудование.

С целью предупреждения вероятности случайного появления напряжения кожухах, на металлических нетоковедущих частях, корпусах, электрооборудования и шагового напряжения, а также для снижения степени поражения электрическим током на подстанции применяются:

а) изоляция токоведущих частей и ее периодический контроль - это измерение ее сопротивления при приемке электроустановки после монтажа, периодически в сроки, устанавливаемые правилами, или в случае обнаружения дефектов. Измерение производимые на отключенных установках позволяют определить сопротивление изоляции отдельных участков сети, электрических аппаратов, трансформаторов, электродвигателей и т.п. Измерение производятся мегомметром и сравниваются с нормами, регламентированными в МПОТ, ПУЭ ПТЭЭП и ППБ.

б) защитное отключение (релейная защита) при коротких замыканиях (дифференциальная защита от междуфазных кз и газовая защита), замыканиях на землю (токовая защита от обратной последовательности), перегрузках, и перенапряжениях коммутационных, и атмосферных (от перегрузки), пробоях напряжения на металлических корпусах электрооборудования (защита замыкания на землю).

в) контактное защитное заземление.

г) защита от прямых ударов молнии - предусматривается грозозащита. ОПН (ограничитель перенапряжения).

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		95

15 Автоматизированная интеллектуальная диагностика электродвигателей

Электрические двигатели широко применяются во многих отраслях народного хозяйства. Синхронным и асинхронным электроприводом потребляется более половины электроэнергии, производимой в мире. Мощные электродвигатели распространены в нефтедобыче при транспортировке нефти и газа и его переработке. От их надежности функционирования зависит уровень издержек при массовом выпуске продукции, а также безопасность, надежность и устойчивость работы атомных реакторов при сбоях в функционирования подачи теплоносителя. В этой связи решение проблемы мониторинга и технической диагностики электродвигателей не потеряла своей актуальности в настоящее время. Целью работы являлся анализ и выбор реализации подходов к построению системы мониторинга и оценки технического состояния мощных электрических машин.

В настоящее время большинство российских предприятий для ремонта сложного роторного оборудования (с вращающимися частями двигателей и рабочих машин) используют метод планово-предупредительного ремонта (ППР). Суть его проста - ремонт осуществляется после определенного срока работы оборудования. Однако, на смену этому методу приходят более прогрессивные стратегии обслуживания, связанные с проведением ремонтов по состоянию. Этот метод предполагает, что корпоративная служба ТОиР (техническое обслуживание и ремонт) берется только за то оборудование, которое требует ремонта в тот или иной момент времени на основе проведенной диагностики. Если принят этот метод, то, получив информацию о состоянии оборудования, подразделения главного инженера могут принять обоснованные решения.

Самый интересный на сегодня метод, который в той или иной степени пытаются опробовать внедрить на многих предприятиях – машинное обучение, то есть использование нейронных сетей и возможностей искусственного интеллекта. Это позволяет анализировать исторические данные и создавать модели машинного обучения.

Чтобы применить этот метод, нужна статистика, то есть набор исторических параметров работы оборудования. Для формирования данных требуются системы сбора информации, которые считывают технологические параметры с оборудования и передают их на сервер долговременного хранения. Накопив определенную базу данных (желательно за несколько лет), можно формировать статистику и проводить машинное обучение, строя различные предиктивные модели.

Таким образом, метод машинного обучение имеет ряд недостатков. В частности, он требует достаточно глубоких исторических данных, а с ними обычно на предприятии сложно. Чтобы эти данные получать, необходим высокий уровень автоматизации. Кроме того, невозможно описать все дефекты, которые не встречались в истории. Если же мы определяем ненормальное состояние, то нужно каждый раз разбираться: что же именно выходит за пределы нормы и

по какой причине? Получается, что для каждого типа оборудования нужен свой проект: взять исторические данные, очистить их, выдвинуть гипотезы, построить модели. Это достаточно трудоемкий процесс. Более того, эти модели надо постоянно переобучать, поскольку оборудование постоянно ремонтируют, какие-то характеристики меняются, и необходимо переобучить модель на новое состояние.

Система автоматизированной интеллектуальной диагностики

Совсем недавно появились программно-аппаратные комплексы, которые позволяют оценивать микроколебания электромагнитного поля.

Один из методов предиктивной диагностики – использование умной системы на основе специального контроллера. Система подключается к питающим проводам через трансформаторы тока и напряжения, протягивается линия Ethernet, разворачиваются автоматизированные рабочие места для специалистов по качеству. С помощью этой системы специалисты снимают спектрограмму и на основе ее анализа получают возможность выявления дефектов как в механической, так и в электрической части. Также система может быть настроена таким образом, чтобы автоматически посылать оповещения о выявленных проблемах в работе оборудования.

Компания КРОК [47] разработала такую Систему автоматизированной интеллектуальной диагностики (САИД). В питающей ячейке выбранной единицы оборудования устанавливается контроллер, который следит за работой этого оборудования в режиме 24/7. В контроллере защиты некоторые нейросети и модели, которые позволяют обучиться на основе исследования конкретной единицы оборудования и выявить пороговые значения, отслеживая спектрограмму. После того как проведено обучение, прибор переходит в режим мониторинга.

В САИД есть функция, которой лишены большинство диагностических систем, - определение срока работы оборудования до тех пор, пока дефект не достигнет критического уровня. Это значит, что специалист может определить, сколько у него есть времени до вывода оборудования в ремонт.

Физический принцип, который лежит в основе этого метода, такой: любые возмущения в работе электрической и/или механической части электродвигателя (электродвигателя) и связанного с ним устройства приводят к изменениям магнитного потока в зазоре электрической машины. Наличие в спектре тока электрической машины характерных частот определенной величины говорит о присутствии повреждений электрической и/или механической части электродвигателя (электродвигателя). Гармоники, кратные частоте питающего тока, указывают на проблемы в электрической части. Гармоники, кратные оборотной частоте вращения двигателя, — это механика.

Входным сигналом служит питающее напряжение, несущая (сетевая) частота которого модулируется работой самого двигателя и формирует выходной сигнал в виде спектра гармоник потребляемого тока.

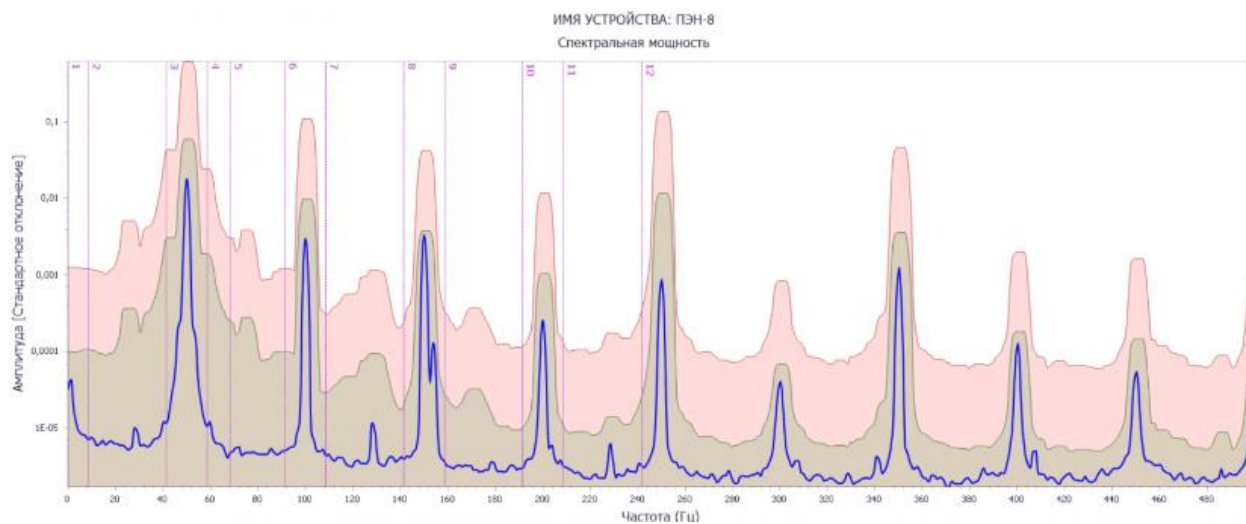


Рисунок 15.1 - Спектр исправной электрической машины.

Виды обнаруживаемых дефектов

Дефекты электрической части машины:

- Дефекты Питающей сети, несимметрия питающего напряжения, нарушения контактного соединения в цепи питания, проблемы с компенсатором реактивной мощности
- Дефекты самой машины: дефекты ротора и статора, короткое замыкание, ослабление обмоток статора и т.п.

Дефекты. механической части машины:

- разбалансировка ротора, дефекты подшипников роторной машины и приводного оборудования, ослабление крепления к фундаменту, дефект лопастей вентилятора, засорение масла, перегрузка машины или несоосность нагрузки и т. д.

Метод позволяет выявить неисправности электрической и механической частей машины на ранних стадиях, когда их выявление другими методами ещё невозможно.

Особенность использования этой системы связана с тем, что, в отличие от систем на основе метода вибродиагностики, когда датчики установлены на конкретную единицу оборудования, система определяет место образования дефекта достаточно условно. Иными словами, с помощью САИД можно выявить лишь узел, в котором возникает проблема, а конкретную деталь с дефектом выявить трудно. Поэтому компаниям важно использовать гибкую стратегию. Рекоменду-

ется придерживаться такой методики: если САИД сигнализирует, что с оборудованием возникли проблемы, тогда компании нужно выслать на место специалиста с портативной системой вибродиагностики. Там специалист ставит датчики на магнитах и определяет, в каком узле проявился дефект. Взяв на вооружение САИД, не надо все обвешивать датчиками и постоянно направлять людей для обследования оборудования – можно спокойно контролировать оборудование и посылать специалистов на место только в случае возникновения проблемы.

Эффект от внедрения САИД:

- снижение эксплуатационных расходов на 10%.
- увеличение средней производительности оборудования на 5%.
- снижение избыточных планово-предупредительных работ на 30%.

Таким образом, Система автоматизированной интеллектуальной диагностики позволяет бизнесу реализовать простой и универсальный метод контроля текущего состояния оборудования, что дает реальную возможность перехода к новым, более эффективным стратегиям ремонтов и обслуживания.

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		99

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Библия электрика: ПУЭ, ПОТЭЭ, ПТЭЭП. – 5-е издание. – Москва: Эксмо, 2019. – 752 с. – (Актуальное законодательство).

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

3 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 10-е изд., стер. – Москва : Академия, 2013. – 448 с.

4 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Взамен документа «Схемы принципиальные электрические ОРУ напряжением 6-750 кВ подстанций», инв. №14198-т1, Энергосетьпроект, 1993 ; введ. 20.12.2007. – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

5 АС 70/11: все технические характеристики провода // LinijaOpory – Линии электропередачи, опоры ЛЭП и ВОЛС на ВЛ [сайт]. – Режим доступа: <https://linijaopory.ru/provod-as-70-11-ves-diametr-sechenie-i-drugie-harakteristiki/>

6 ВГТ-110 УХЛ1 Выключатель элегазовый колонковый // ЗАО «ЗЭТО» – завод электротехнического оборудования [сайт]. – Режим доступа: <https://zeto.ru/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110/>

7 ТДНС-10000/35-У1, УХЛ1 // Электротехническая компания ООО «ЭНЕРГОБАЗИС» [сайт]. – Режим доступа: <https://energobasis.ru/files/uploads/pdf/tex/texttransformatori-tdns.pdf>

8 СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ. – ПАО «ФСК ЕЭС», 2013.

9 Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям (потребителям) // ПАО «Красноярск-энергосбыт» [сайт]. – Режим доступа: https://krsk-sbit.ru/index.php?route=information/rubric&rubric_id=107 убрать

10 СТО 56947007-29.240.01.271-2019 Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований; введ. 24.07.2019. – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2019. – 33 с.

11 АС 120/19: все технические характеристики провода // LinijaOpory – Линии электропередачи, опоры ЛЭП и ВОЛС на ВЛ [сайт]. – Режим доступа: <https://linijaopory.ru/provod-as-120-19-ves-diametr-sechenie-i-drugie-harakteristiki/>

12 Элегазовые колонковые выключатели серии ВГТ-УЭТМ на 35,110 и 220 кВ // АО «Уралэлектротяжмаш» [сайт]. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=Kolonkovye+vykluchateli+>

13 Синенко, Л. С. Молниезащита ОРУ и главного корпуса электрической станции: 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.

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		100

14 Электроснабжение: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 2. / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. Красноярск: СФУ, 2007. – 211 с

15 Конденсаторные установки УКРМ | УКРМ. // ООО «ЭНЕРГОЗАПАД» [сайт]. – Режим доступа: <http://energozapad.ru/kompensatory-reaktivnoy-moschnosti>

16 Конденсаторные установки УКРЛ-56 | УКРЛ-56. // ООО «ЭНЕРГОЗАПАД» [сайт] – Режим доступа: <http://energozapad.ru/kondensatornaya-ustanovka-ukrl56-63-na-1800-kvar>

17 Кабель ААБл 10 кВ // КПС – Кабельная поисковая система [сайт]. – Режим доступа: <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-bumajnoi-izolyaciei/aabl-10kv/>

18 Кабель АВВГ 0,4 кВ // КПС – Кабельная поисковая система [сайт]. – Режим доступа: [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-prvx-izolyacziej-\(0,66;-1kv\)/avvg/](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-prvx-izolyacziej-(0,66;-1kv)/avvg/)

19 Трансформатор ТМГ-400/10 // ООО «ЭТС» [сайт]. – Режим доступа: <https://etm-volga.ru/production/transformatory-tmg-6-10-kv/tmg-400-10/>

20 Трансформатор ТМГ-630/10 // ООО «ЭТС» [сайт]. – Режим доступа: <https://etm-volga.ru/production/transformatory-tmg-6-10-kv/tmg-630-10/>

21 Трансформатор ТМГ-1000/10 // ООО «ЭТС» [сайт]. – Режим доступа: <https://etm-volga.ru/production/transformatory-tmg-6-10-kv/tmg-1000-10/>

22 Вакуумный выключатель серии ВВН-СЭЩ-П-35-25/1000 УХЛ1 // АО «ГК «Электрощит»-ТМ Самара» [сайт]. – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/a1e/re_vvn_256.046_electroshield.ru.pdf

23 РГ-35(УХЛ1) Разъединители горизонтально-поворотного типа // ЗАО «ЗЭТО» [сайт]. – Режим доступа: <https://zeto.ru/rg-35-kv/>

24 Ячейка КРУ серии D-12Р // АО ГК «Таврида Электрик» [сайт]. – Москва, 2016. – Режим доступа: <https://www.tavrida.com/upload/iblock/ef3/VIEG-674512.001-RE.pdf>

25 Вакуумный выключатель ВВ-TEL. // АО ГК «Таврида Электрик» [сайт]. – Москва, 2016. – Режим доступа: https://www.tavrida.com/upload/iblock/923/TER_CBdoc_UG_13.pdf

26 Трансформаторы тока серии ТВТ // Каталог электротехнического оборудования [сайт]. – Режим доступа: <https://electro.mashinform.ru/transformatory-toka-vstroennye/transformatory-tokaseriitvt-obj193.html>

27 Трансформатор тока ТОЛ // ОАО «Самараэлектрощит» [сайт]. – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/5b9/TOL_SESHCH_35_IV-TI.pdf

28 Опорный трансформатор тока ТОЛ-10 // ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [сайт]. – Режим доступа: <https://www.czt.ru/upload/iblock/5e1/amdtask1pu1fzb717ac83eoe5egndv50.PDF>

29 Трансформатор напряжения НАМИ-35 // ООО «ЭТК "Оникс"» [сайт]. – Режим доступа: <https://etk-oniks.ru/catalog/transformatory/transformatory-napryazheniya/4615/>

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		101

30 Трансформатор напряжения НАМИ-10 // ООО «ЭТК "Оникс» [сайт]. – Режим доступа: <https://etk-oniks.ru/articles/transformatory/transformatory-napryazheniya/nami-10-nami-10-95/>

31 ЛК-70/35 Изоляторы линейные подвесные 35 кВ // ЗАО «ЗЭТО» [сайт]. – Режим доступа: <https://zeto.ru/izolyatory-na-napryajenie-35-kv/>

32 ЛК-70/10 Полимерные изоляторы // ООО «Спектрум Групп» [сайт]. – Режим доступа: <https://www.lep-snab.ru/catalog/6-35-kv/izolyatory-6-35-kv/kompozitnye-izolyatory/lk-70-10-a-2-ukhl1/>

33 Изолятор полимерный проходной ИППУ-10/3150-12,5 УХЛ1 // АО «Арматурино-изоляционный завод» [сайт]. – Московская область, г.Латыркино, 2016. – Режим доступа: <http://www.insulators.ru/ru/ippu-10.html>

34 Ограничитель перенапряжений 35 кВ УХЛ1 // АО «Завод энергозащитных устройств» [сайт]. – Режим доступа: <https://opnzeu.ru/opn/opn-35kv-uhl1.html>

35 Ограничители ОПН-КР/TEL // АО ГК «Таврида Электрик» [сайт]. – Москва, 2016. – Режим доступа: https://www.tavrida.ru/upload/iblock/f97/TER_CBdoc_UG_12.pdf

36 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). – Взамен СТО 56947007-29.240.10.028-2009; введ. 25.08.2017. – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 135 с.

37 Электрическая часть станций и подстанций: для студентов вузов. / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова., М. Н. Околович. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 575 с.

38 СТО 70238424.29.220.20.001-2009 Аккумуляторные установки электрических станций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования; введ. 29.01.2009. – Москва : ОАО «Инженерный центр ЕЭС», 2009. – 76 с.

39 Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем по курсовому проектированию релейной защиты и автоматики ЭЭС на базе микропроцессорных устройств: учеб. пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина, А. В. Малеев, Д. П. Перехватов. - Красноярск: СФУ, 2011. – 68 с.

40 Трансформатор ТСЛ-160/10 // ООО «Трансформер» [сайт]. – Режим доступа: <http://transformator.ru/production/transformatory-tsl/tsl-160/>

41 Предохранители серии ПКТ // АО «Кореневский завод низковольтной аппаратуры» [сайт]. – Режим доступа: <https://nva-korenevo.ru/download/catalog/catalog-pkt.pdf>

42 Автоматический выключатель ВА50-45 // ООО «Элос» [сайт]. – Режим доступа: https://www.elos-by.com/assets/files/doc/kontaktor/va50_45.pdf

43 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций; введ. 30.06.2003. – Москва: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 31 с.

44 Ермаков, В. А. Проектирование электрической части подстанций: Учеб. пособие / В. А. Ермаков, В. А. Тремясов. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. – 102 с.

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		102

45 Шеховцов, В.П. Расчёт и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. – Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2010. – 214 с.

46 Шкаф ШЭ // ООО "ЭКРА" [сайт]. – Режим доступа: <https://ekra.ru/product/docs/rza-ps-6-35/sh-rza-be2502/she2607/%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D1%81%D1%82%D1%80%D1%83%D0%BA%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE%D0%B5%20%D0%B2%D1%8B%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5%20%D1%88%D0%BA%D0%B0%D1%84%D0%BE%D0%B2%20%D0%B8%20%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%BC%D0%B8%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B2%20%D0%A0%D0%97%D0%90%20%D0%9F%D0%A1%D0%9E.pdf>

47 ЗАО "КРОК" [сайт]. – Режим доступа: <https://www.croc.ru/about-us/>

					<i>ДП 13.03.03.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		103

ПРИЛОЖЕНИЕ А

РАСЧЕТ ТРЕХФАЗНЫХ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания в относительных единицах в электроустановках выше 1000 В

Задаем начало отсчета ORIGIN := 1

Выбор базисных условий

Расчет производим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения, при базисных условиях:

$$S_6 := 100 \text{ МВА}$$

$$U_{6_1} := 37.5 \text{ кВ}$$

$$U_{6_2} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$U_{6_3} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$U_{6_4} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$U_{6_5} := 0.4 \text{ кВ}$$

Определяем базисные токи:

$$I_{6_1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_1}} = 1.54 \quad I_{6_2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_2}} = 5.499 \quad I_{6_3} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_3}} = 5.499$$
$$I_{6_4} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_4}} = 5.499 \quad I_{6_5} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_5}} = 144.338 \quad I_6 = \begin{pmatrix} 1.54 \\ 5.499 \\ 5.499 \\ 5.499 \\ 144.338 \end{pmatrix}$$

Определение параметров электрической схемы замещения СЭС:

Составляем схему замещения и определяем сопротивления в базисных единицах.

Энергосистема

$$x_c := 0.4$$

Трансформатор Т2

$$S_{ном2} := 10 \text{ МВА} \quad U_{к2} := 8 \quad \%$$

$$x_{т2} := \frac{U_{к2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном2}} = 0.8$$

ДП 13.03.03.07

Лист

104

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Линии

Количество линий $i := 1..3$

W1 - воздушная линия 35 кВ

$$x_{0_1} := 0.391 \text{ Ом/км} \quad r_{0_1} := 0.249 \text{ Ом/км} \quad l_{0_1} := 6.1 \text{ км}$$

W2, W3 - кабельные линии 10 кВ

ТПЗ

$$x_{0_2} := 0.086 \text{ Ом/км} \quad r_{0_2} := 0.443 \text{ Ом/км} \quad l_{0_2} := 0.074 \text{ км}$$

$$x_{0_3} := 0.09 \text{ Ом/км} \quad r_{0_3} := 0.62 \text{ Ом/км} \quad l_{0_3} := 0.390 \text{ км}$$

$$x_{w_i} := \frac{x_{0_i} \cdot S_6 \cdot l_i}{(U_{6_i})^2} \quad r_{w_i} := \frac{r_{0_i} \cdot S_6 \cdot l_i}{(U_{6_i})^2}$$

$$x_w = \begin{pmatrix} 0.17 \\ 5.772 \times 10^{-3} \\ 0.032 \end{pmatrix} \quad r_w = \begin{pmatrix} 0.108 \\ 0.03 \\ 0.219 \end{pmatrix}$$

Синхронный двигатель, где $n_{дв}$ - количество двигателей

$$n_{дв} := 2 \quad x_d := 0.2 \quad S_{дв} := 1 \quad E := 1.1$$

$$x_{дв} := x_d \cdot \frac{S_6}{n_{дв} \cdot S_{дв}} = 10$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma_1} := x_c + x_{w_1} = 0.57 \quad R_{\Sigma_1} := r_{w_1} = 0.108$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $g\Sigma > x\Sigma/3$, то учитываем в расчетах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) = 0.57$$

Определяем ток КЗ в точке К1

$$I_{кК_1} := \frac{I_{6_1}}{Z_{\Sigma_1}} = 2.703$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны синхронного двигателя до точки К2

$$X_{c\Sigma_2} := X_{\Sigma_1} + x_{r_2} = 1.37 \quad R_{c\Sigma_2} := R_{\Sigma_1} = 0.108$$

$$X_{сн\Sigma_2} := x_{дв} + x_{w_3} = 10.032 \quad R_{сн\Sigma_2} := r_{w_3} = 0.219$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $R > \frac{X}{3}$, то учитываем в расчетах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c_2} := Z_{\Sigma}(R_{c\Sigma_2}, X_{c\Sigma_2}) = 1.37$$

$$Z_{сн_2} := Z_{\Sigma}(R_{сн\Sigma_2}, X_{сн\Sigma_2}) = 10.032$$

Определяем ток КЗ в точке К2

$$I_{ккК_2} := \frac{I_{6_2}}{Z_{c_2}} = 4.015 \quad I_{кснК_2} := \frac{I_{6_2} \cdot E}{Z_{сн_2}} = 0.603$$

Суммарный ток в точке К2

$$I_{кК_2} := I_{ккК_2} + I_{кснК_2} = 4.618$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К3

Объединять систему бесконечной мощности и синхронный двигатель нельзя, поэтому определяем токи с помощью коэффициентов распределения. Находим эквивалентное сопротивление от источников питания, коэффициенты распределения и результирующие сопротивления до точки К3.

$$x_{эКВ_2} := \frac{X_{c\Sigma_2} \cdot X_{сн\Sigma_2}}{X_{c\Sigma_2} + X_{сн\Sigma_2}} = 1.205$$

$$K_{p_1} := \frac{x_{эКВ_2}}{X_{c\Sigma_2}} = 0.88 \quad K_{p_2} := \frac{x_{эКВ_2}}{X_{сн\Sigma_2}} = 0.12 \quad K_p = \begin{pmatrix} 0.88 \\ 0.12 \end{pmatrix}$$

$$x_{рез3} := x_{эКВ_2} + x_{w_3} = 1.237$$

$$i := 1..2 \quad x_{3\Sigma_1} := \frac{x_{рез3}}{K_{p_1}} \quad x_{3\Sigma} = \begin{pmatrix} 1.406 \\ 10.297 \end{pmatrix}$$

Определяем токи в точке К3 отдельно от системы и от синхронного двигателя

$$I_{ккК_3} := \frac{I_{6_3}}{x_{3\Sigma_1}} = 3.911 \quad I_{кснК_3} := \frac{I_{6_3} \cdot E}{x_{3\Sigma_2}} = 0.587$$

Суммарный ток в точке К3 равен

$$I_{кК_3} := I_{ккК_3} + I_{кснК_3} = 4.499$$

Определяем суммарное сопротивление отдельно от системы и от синхронного двигателя до точки К4

$$X_{c\Sigma_4} := X_{c\Sigma_2} + x_{w_3} = 1.401 \quad R_{c\Sigma_4} := r_{w_3} = 0.219$$

$$X_{cn\Sigma_4} := x_{дв} = 10 \quad R_{cn\Sigma_4} := r_{w_3} = 0.219$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $g \Sigma > x \Sigma / 3$, то учитываем в расчетах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c_4} := Z_{\Sigma}(R_{c\Sigma_4}, X_{c\Sigma_4}) = 1.401$$

$$Z_{cn_4} := Z_{\Sigma}(R_{cn\Sigma_4}, X_{cn\Sigma_4}) = 10$$

Определяем ток КЗ в точке К4

$$I_{кк_4} := \frac{I_{\delta_4}}{Z_{c_4}} = 3.924 \quad I_{кcn_4} := \frac{I_{\delta_4} \cdot E}{Z_{cn_4}} = 0.605$$

Суммарный ток в точке К4

$$I_{к_4} := I_{кк_4} + I_{кcn_4} = 4.528$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент в зависимости от отношения $x \Sigma / g \Sigma$

$$T_a(R, X) := \frac{X}{R} \quad T_{a_1} := T_a(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) = 5.274$$

$$K_{уд_1} := 1.52$$

Ударные коэффициенты в точках К2, К3 и К4

$$K_{уд_2} := 1.78 \quad K_{уд_3} := 1.8 \quad K_{уд_4} := 1.8$$

Определяем ударные токи в точках К1, К2, К3 и К4

$$i_{уд_1} := \sqrt{2} \cdot I_{к_1} \cdot K_{уд_1} = 5.81 \quad i_{уд_2} := \sqrt{2} \cdot I_{к_2} \cdot K_{уд_2} = 11.624$$

$$i_{уд_3} := \sqrt{2} \cdot I_{к_3} \cdot K_{уд_3} = 11.452 \quad i_{уд_4} := \sqrt{2} \cdot I_{к_4} \cdot K_{уд_4} = 11.527$$

Расчет токов короткого замыкания в именованных единицах в электроустановках ниже 1000 В

$$U_{\text{ном}} := 0.4 \text{ кВ} \quad S_{\text{номт}} := 1000 \text{ кВА} \quad \Delta P_{\text{к}} := 10.2 \quad \text{ук} := 5.5$$

Приведенное к базисному напряжению $U = 0,4$ кВ сопротивление, Ом, элементов схемы до цехового трансформатора составит

$$x_{\text{рез}30.4} := x_{\text{рез}3} \cdot \left(\frac{0.4}{10.5} \right)^2 \cdot 10^3 = 1.795$$

Определяем сопротивление, мОм, цехового трансформатора

$$r_{\text{цт}} := \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{номт}}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{номт}}} \cdot 10^6 = 1.632$$

$$x_{\text{цт}} := \sqrt{\left(\frac{\text{ук}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{номт}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{номт}}} \cdot 10^6 = 8.647$$

Рассчитываем суммарное реактивное сопротивление, мОм, до точки К5

$$x_{\Sigma K_5} := x_{\text{рез}30.4} + x_{\text{цт}} = 10.442$$

Суммарное активное сопротивление, мОм, кроме сопротивления цехового трансформатора, должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этого вводим в расчет добавочное сопротивление, которое на шинах подстанции составляет 15 мОм:

$$r_{\text{доб}} := 15$$

$$r_{\Sigma K_5} := r_{\text{цт}} + r_{\text{доб}} = 16.632$$

Определяем ток, кА, КЗ в точке К5:

$$I_{\text{кк}5} := \frac{U_{\text{ном}} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(x_{\Sigma K_5})^2 + (r_{\Sigma K_5})^2}} = 11.76$$

Рассчитаем ударный ток, кА, в точке К5. Находим ударный коэффициент по кривой в зависимости от отношения x_{Σ} / r_{Σ}

$$T_{a_5} := \frac{x_{\Sigma K_5}}{r_{\Sigma K_5}} = 0.628$$

$$K_{\text{уд}5} := 1.15$$

$$i_{\text{уд}5} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кк}5} \cdot K_{\text{уд}5} = 19.125$$

ДП 13.03.03.07

Лист

108

Результаты расчета токов КЗ

$$I_{кк} = \begin{pmatrix} 2.703 \\ 4.618 \\ 4.499 \\ 4.528 \\ 11.76 \end{pmatrix} \quad K_{уд} = \begin{pmatrix} 1.52 \\ 1.78 \\ 1.8 \\ 1.8 \\ 1.15 \end{pmatrix} \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 5.81 \\ 11.624 \\ 11.452 \\ 11.527 \\ 19.125 \end{pmatrix}$$

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП 13.03.03.07

Лист

109