

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

Политехнический институт

Институт

Электроэнергетика

Кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Пантелеев

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2022 г.

Бакалаврская работа

наименование ВКР

Электроснабжение завода железобетонных конструкций

наименование темы

13.03.02.07, Электроснабжение

код и наименование специальности

Руководитель

подпись,
дата

К.Т.Н., доцент

должность, ученая степень

А.С. Амузаде

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись,
дата

Г.А. Банщиков

инициалы, фамилия

Нормаконтролер

подпись,
дата

К.Т.Н., доцент

должность, ученая степень

А.С. Амузаде

инициалы, фамилия

Красноярск 2022

Студенту Банщикову Гаврилу Андреевичу
 Группа ФЭ18-05Б. Направление(специальность) 13.03.02.07
номер код
Электроэнергетика и электротехника. Электроснабжение
наименование, профиль

Тема выпускной квалификационной работы:

Электроснабжение завода железобетонных конструкций

Утверждена приказом по университету №5937/с от 20.04.22

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

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР

1. Схема генерального плана завода;
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода;
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 80 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Мощность КЗ на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1200 МВА;
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до фабрики 15 км;
5. Завод работает в две смены.

Перечень разделов ВКР 1. Краткое описание технологического процесса; 2. Классификация электроприемников по обеспечению надежности электроснабжения; 3. Расчёт электрических нагрузок; 4. Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок; 5. Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия; 6. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения; 7. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов; 8. Расчет потерь мощности в трансформаторах; 9. Выбор кабельных линий; 10. Расчет токов короткого замыкания; 11. Выбор оборудования; 12. Расчет молниезащиты и заземления главной понизительной подстанции; 13. Релейная защита силового трансформатора. Электробезопасность; 14. Сравнение сухого и маслонаполненного трансформатора.

					<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 железобетонных изделий</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Банщиков ГА.</i>				<i>У</i>	<i>2</i>	<i>113</i>
<i>Проб.</i>		<i>Амузаде А.С.</i>				<i>Кафедра ЭЭ</i>		
<i>Н.Контр.</i>								
<i>Утв.</i>		<i>Пантелеев В.И.</i>						

Перечень графического материала 1. Генеральный план фабрики с картограммой нагрузок; 2. Техничко-экономическое сравнение вариантов электроснабжения; 3. Электрическая однолинейная схема электроснабжения завода; 4. План и разрез главной понизительной подстанции; 5. Релейная защита трансформатора; 6. Техничко-экономические показатели схемы электроснабжения; 7. Спецвопрос (Сравнение сухого и маслонаполненного трансформатора).

Руководитель ВКР

подпись

А.С. Амузаде

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

Г.А. Банщиков

инициалы и фамилия студента

« » _____ 2022 г

					<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 железобетонных изделий</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Банщиков Г.А.</i>				<i>У</i>	<i>3</i>	<i>113</i>
<i>Проб.</i>		<i>Амузаде А.С.</i>				<i>Кафедра ЭЭ</i>		
<i>Н.Контр.</i>								
<i>Утв.</i>		<i>Пантелеев В.И.</i>						

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение завода железобетонных конструкций» содержит 112 страниц текстового документа, 36 таблиц, 35 использованных источников, 6 листов графического материала.

Проектирование и расчет ведется для завода железобетонных конструкций.

Цели проектирования:

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

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

					<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.....	7
1. Краткое описание технологического процесса.....	9
1.1 Основы организации технологического процесса.....	9
1.2 Приготовление бетонных смесей	9
1.3 Армирование железобетонных изделий и конструкций.....	10
1.4 Формирование бетонных и железобетонных изделий	10
1.5 Конструкции форм	11
1.6 Формирование и уплотнение бетонных смесей.....	11
1.7 Тепловая обработка бетона	11
2. Классификация электроприемников по обеспечению надежности электроснабжения	11
3. Расчёт электрических нагрузок	14
3.1 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса	14
3.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом	19
4. Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок.....	20
5. Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия	23
5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	24
5.2 Выбор сечения проводов ВЛ.....	27
6. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения	28
6.1 Техничко-экономический расчет варианта схемы с напряжением 35 кВ.....	38
6.2 Техничко-экономический расчет варианта схемы с напряжением 110 кВ... ..	42
7. Проектирование системы внутреннего электроснабжения промышленного предприятия	44
11. Расчет потерь мощности в трансформаторах.....	50
12. Выбор кабельных линий.....	52
13. Расчет токов короткого замыкания	55
14. Выбор оборудования.....	56
14.1 Выбора выключателей и разъединителей	56
14.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН в цепи трансформатора ТМН-6300/35.....	57
14.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН в цепи трансформатора ТМН-6300/35.....	59
14.1.4 Выбор секционного выключателя секций шин 10 кВ ГПП.....	61
14.1.5 Выбор выключателей на РП 10 кВ	62
14.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	63
14.2.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (35 кВ)	64

					<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>		5

14.2.2	Выбор трансформаторов тока на стороне НН (10 кВ)	67
14.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	71
14.4	Выбор токоведущих частей	72
14.4.1	Выбор сборных шин и ошинок на стороне ВН	72
14.4.2	Выбор сборных шин и ошинок на стороне НН	73
14.5	Выбор трансформаторов собственных нужд	75
14.6	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)	77
14.7	Выбор плавких предохранителей	77
14.8	Выбор изоляторов	79
14.8.1	Выбор опорных изоляторов на стороне ВН и НН	79
14.8.2	Выбор проходных изоляторов	80
14.9	Выбор автоматических воздушных выключателей	81
15.	Расчет молниезащиты и заземления главной понизительной подстанции... ..	82
15.1.1	Расчет контурного заземляющего устройства главной понизительной подстанции	82
15.2	Расчет молниезащиты ГПП	84
16.	Релейная защита силового трансформатора ТРДНС–25000/35	86
16.1	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ	87
16.2	Защита от многофазных коротких замыканий	88
16.3	Защита от сверхтоков внешних КЗ	89
16.4	Защита от технологических перегрузок	89
16.5	Защита от понижения напряжения	90
16.6	Защита от повреждений внутри кожуха и понижения уровня масла	90
17.	Электробезопасность	91
18.	Монтаж и эксплуатация силовых трансформаторов	94
18.1	Требования к монтажу силовых трансформаторов	96
18.2	Режимы работы трансформатора	98
18.3	Температурные режимы работы трансформатора	100
18.4	Осуществление эксплуатации силовых трансформаторов на энергетических объектах	102
	Заключение	104
	Список литературы	105
	Приложение А	108

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения завода железобетонных конструкций предназначена для получения электроэнергии от энергосистемы и распределения ее потребителям.

Основной электроустановкой, служащей для преобразования и распределения электроэнергии, является электрическая подстанция.

Система электроснабжения завода железобетонных конструкций включает в себя главную понизительную подстанцию (ГПП), трансформаторные подстанции (ТП), распределительные пункты напряжением до 1000 В а также кабельные линии до и выше 1000В, связывающие между собой электроустановки.

ГПП включает в себя открытое распределительное устройство высшего напряжения (ОРУ-35 кВ), силовые трансформаторы, закрытое распределительное устройство низшего напряжения (ЗРУ-10 кВ), установку компенсации реактивной мощности 10 кВ (КРМ-10 кВ), дистанционный пункт управления (ОПУ).

ОРУ-35 кВ ГПП предприятия выполнена по схеме 4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

Распределение электроэнергии от ЗРУ-10 кВ ГПП производится кабельными линиями 10 кВ.

Распределительные пункты двухсекционные, секции разделены выключателями. Каждая секция имеет собственный ввод. На вводах и отходящих линиях устанавливаются автоматические выключатели. Распределительные пункты выполняются закрытыми.

Трансформаторные подстанции выполняются двухтрансформаторными. Двухтрансформаторная подстанция состоит из двух секций РУ-10 кВ с выключателями нагрузки 10 кВ, двух силовых трансформаторов 10/0,4 кВ и двух секций РУ-0,4 кВ с автоматическими выключателями на вводах и отходящих линиях.

На предприятии применяют комплектные трансформаторные подстанции, размещенные в цехах в отдельных помещениях. Подстанции устанавливают вблизи центров нагрузок.

По требованиям надежности электроснабжения приемники электроэнергии делят на три категории. Производство железобетонных изделий относится к I категории. Предприятие в целом включает в себя как электроприемники I категории, так и II категории. В схеме электроснабжения их трудно отделить друг от друга, поэтому предприятие считается потребителем I категории.

Электроприемники I категории обеспечиваются электроэнергией от двух взаимно резервирующих независимых источников питания. Перерыв в их электроснабжении при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допускается лишь на время автоматического восстановления питания от другого (на время действия АВР). Для обеспечения I категории электроснабжения в секционной ячейке ЗРУ-10 кВ ГПП устанавливается АВР.

Схемы электроснабжения предприятия определяются мощностью потребителей, их расположением на территории предприятия, требуемой надежностью электроснабжения, а также расположением и напряжением источников питания.

					<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

В схему внешнего электроснабжения входит линия, питающая ГПП предприятие от районной трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ.

В схему внутреннего электроснабжения входят ГПП и распределительная сеть высокого напряжения предприятия вместе с распределительными пунктами и цеховыми понизительными подстанциями.

Внутреннее электроснабжение завода железобетонных конструкций осуществляется на напряжении 10 кВ.

Схемы распределительных сетей завода железобетонных конструкций радиальные и магистральные.

					<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>		8

1. Краткое описание технологического процесса

1.1 Основы организации технологического процесса

В состав завода железобетонных конструкций входят следующие цеха, здания и службы: склады вяжущих заполнителей и арматурной стали, бетоносмесительный цех; арматурный цех со складом арматурных изделий, цех формирования, ускорения твердения бетона, отделки и комплектации изделий, склад готовой продукции; здания вспомогательных служб и административно-бытовые здания; межцеховой и внутрицеховой транспорт; водопроводно-канализационное, тепло- и энергосиловое хозяйство, диспетчеризация и средства связи.

Формовочные технологические линии с отделением ускорения твердения бетона, а также линии заготовки арматуры и арматурных каркасов размещены в отдельных зданиях - главных производственных корпусах ДСК и КЖБИ.

Склады вяжущих веществ, заполнителей и бетонный узел, а также склады арматуры и готовых изделий размещены с учетом взаимосвязи выполняемых процессов. Вспомогательные здания и сооружения размещены отдельно.

Технологический процесс при изготовлении изделий в перемещаемых формах организован по агрегатно-поточному способу. Посты специализированы для выполнения одной или нескольких взаимосвязанных операций, образующих элементарный процесс; оборудование и рабочие закреплены за отдельными постами.

Изделия формируют на виброплощадке или на специально оборудованных установках - агрегатах, состоящих из формовочной машины, бетоноукладчика и машины для укладки на формовочный пост.

Технологическая линия состоит из формовочного агрегат с бетоноукладчиком, установки для заготовки и электрического нагрева, установки механического натяжения арматуры, формоукладчика, камеры твердения, участка распалубки, остывания изделий, технического контроля; поста чистки и смазки форм.

Технологический процесс состоит в основном из отдельных операций, выполняемых на определенных рабочих постах: распалубка и осмотр изделия, сборка формы; очистка и смазка формы, укладка, арматурного каркаса или напряженное армирование; укладка, распределение и уплотнение бетонной смеси на формовочном посту, установка изделий в камеры, тепловая обработка и их выгрузка из камер. Часть операций технологического процесса обычно выполняют одновременно с другими, например, освобождение изделий из форм, их осмотр и подготовка форм совмещаются по времени с формированием изделия.

1.2 Приготовление бетонных смесей

Бетонные смеси на предприятии получают в бетоносмесительных цехах. Бетоносмесительные цехи для хранения цемента оснащают обычно складами силосного типа. Они состоят из отдельных ячеек-силосов. Цемент поступает на

					<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>		9

склад с помощью транспортных средств - вагонов-цементовозов. Железнодорожные цементовозы бывают бункерного типа и в виде цистерн грузоподъемностью 60 т. Из цементовозов бункерного типа цемент самотеком через люки выгружается в приемные устройства складов. Разгрузку цементовозов-цистерн производят с помощью сжатого воздуха.

Заполнители бетона хранят в складах открытого, закрытого и комбинированного типа. Доставка заполнителей в склад осуществляется железнодорожным транспортом.

1.3 Армирование железобетонных изделий и конструкций

Бетон, как и другие каменные материалы, слабо сопротивляется изгибу и растяжению, однако в сочетании с арматурой его механические свойства значительно улучшаются. Улучшению механических свойств бетона способствует хорошее сцепление его с арматурой, обеспечивающее рациональное распределения нагрузки между этими материалами. Важным для совместной работы является и то, что температурное расширение стали и бетона, близкое по значению, сводит к минимуму внутренние напряжения в зоне контакта при изменении температуры, и кроме того, бетон надежно защищает арматуру от коррозии. Поэтому конструкции из бетона армируют. Для повышения сцепления применяют арматуру периодического профиля, а также сварные сетки и каркасы.

Механическая обработка, стали для арматурных изделий, включает правку, отмеривание и резку сталей, гнутье стержней и сеток и изготовление монтажных петель.

Сварку арматуры, арматурных изделий и закладных деталей выполняют на специализированных сварочных установках.

При мелкосерийном производстве узкие и малогабаритные сетки, плоские каркасы широкой номенклатуры, а также закладные детали изготавливают на одноточечных машинах общего назначения. При изготовлении пространственных каркасов применяют контактные подвесные машины.

1.4 Формирование бетонных и железобетонных изделий

Процесс формирования изделий состоит из следующих операций: сборки, очистки и смазки форм и бортовой оснастки, установки и фиксации арматурного каркаса в форме, натяжения арматуры на упоры формы при изготовлении предварительно напряженных железобетонных конструкций, укладки, а также отделки открытой поверхности изделия и, наконец, извлечения готового изделия из формы после тепловой обработки (с передачей усилий натяжения арматуры на отвердевший бетон).

Готовое после формирования изделие должно иметь заданные геометрическую форму и размеры с однородным по сечению строением бетона, с указанным в проекте расположением арматуры и закладных деталей, а также с хорошим качеством лицевой поверхности.

					<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

1.5 Конструкции форм

На предприятии применяются металлические формы с поддонами и бортами.

Содержать формы и формовочное оборудование в чистоте необходимо не только для продления срока их эксплуатации, но и для обеспечения высокого качества изготовления, формы чистят и смазывают.

На качество железобетонных изделий влияет сцепление бетона с поверхностью форм. Один из способов уменьшения сцепления - использования смазок. Правильно выбранная и хорошо нанесенная смазка облегчает расформование изделия и способствует получению его ровной и гладкой поверхности.

1.6 Формирование и уплотнение бетонных смесей

Бетонная смесь обладает рыхлой нестабильной структурой с высокой пористостью и большим объемом вовлеченного воздуха. Необходимое условие получения однородного по плотности и прочности бетона - уплотнение бетонной смеси на стадии формирования изделий.

Виброформование сводится к разрушению сложившейся первоначальной структуре бетонной смеси и переводу ее в состояние пластично-вязкого течения, при котором смесь подчиняется действию силы тяжести, свободно растекается, хорошо заполняет устойчивую, более плотную структуру. При этом зерна заполнителя размещаются более компактно, в результате достигается плотное заполнение межзернового пространства цементным тестом и раствором с одновременным вытеснением пузырьков воздуха, отделением части воды на поверхность уплотненной смеси. Виброуплотнение производят на виброплощадках.

1.7 Тепловая обработка бетона

Для ускорения твердения бетона в условиях заводской технологии сборного железобетона является тепловая обработка.

Для пропаривания железобетонных изделий применяют камеры периодического действия. Тепловая обработка осуществляется циклически с перерывами для загрузки и выгрузки изделий в ямных пропарочных камерах.

2. Классификация электроприемников по обеспечению надежности электроснабжения

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

Электроприемники первой категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей,

					ДП-13.03.02.07	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		11

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.

К электроприемникам I категории относятся Компрессорные и котельная.

К II категории относятся Главный корпус КЖБИ, бетоносмесительный узел, механический цех, цех полигонов ЖБИ, цех пространственных арматурных каркасов, арматурный цех, отделение добавок, цех деревянной опалубки, известогасительное отделение, цех полигонов ЖБИ, цех ЖБИ, главный корпус ДСК, бетоносмесительный узел, арматурный цех главного корпуса ДСК, цех стеновых панелей и заводоуправление.

Остальные цеха относятся к III категории.

Для каждого помещения необходимо определить класс пожаро- и взрывоопасности.

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, пыли 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.

					<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>		12

Классификация взрывоопасных зон проводится по ГОСТ Р 51330.9-99 и Федеральному закону № 123-ФЗ от 22.07.2008 года «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Существует восемь взрывоопасных зон.

Сведем характеристику производственных цехов в таблицу 1

Таблица 1 – Характеристика производственных цехов

Наименование	Пожароопасная зона	Взрывоопасная зона	Категории электроприемников
1	2	3	4
1.Главный корпус КЖБИ	П-III	В-IIa	2
2.Компрессорная	П-III	В-IIa	1
3.Бетоносмесительный узел	П-III	В-IIa	2
4.Склад готовой продукции	П-III	В-IIa	3
5.Механический цех	П-III	В-IIa	2
6.Склад ГСМ			3
7.Цех полигонов ЖБИ	П-III	В-IIa	2
8.Склад готовой продукции цеха ЖБИ	П-III	В-IIa	3
9.Цех пространственных арматурных каркасов	П-III	В-IIa	2
10.Склад арматурной стали	П-III	В-IIa	3
11.Арматурный цех	П-III	В-IIa	2
12.Котельная	П-IIa	В-Ia	2
13.Склад песка	П-III	В-IIa	3
14.Отделение добавок	П-III	В-IIa	2
15.Цех деревянной опалубки	П-III	В-IIa	2
16.Склад эмульсион	П-III	В-IIa	3
17.Склад керамзита	П-III	В-IIa	3
18.Известогасительное отделение	П-III	В-IIa	2
19.Цех полигонов ЖБИ	П-III	В-IIa	2
20.Компрессорная	П-III	В-IIa	1
20.Компрессорная 10кв	П-III	В-IIa	1
21.Гараж	П-III	В-IIa	3
22.Склад цемента	П-III	В-IIa	3
23.Цех ЖБИ	П-III	В-IIa	2
24.Склад заполнителей	П-III	В-IIa	3
25.Склад кислорода	П-III	В-IIa	3
26.Склад ацетилина	П-III	В-IIa	3
27.Главный корпус ДСК	П-III	В-IIa	2

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
28.Бетоносмесительный узел	П-III	В-IIa	2
29.Склад готовой продукции ДСК	П-III	В-IIa	3
30.Арматурный цех главного корпуса ДСК	П-III	В-IIa	2
31.Цех стеновых панелей	П-III	В-IIa	2
32.Бытовой корпус ДСК	П-III	В-IIa	3
33.Столовая	П-III	В-IIa	3
34.Заводоуправление	П-III	В-IIa	2
35.Освещение территории			3

3. Расчёт электрических нагрузок

3.1 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

Одним из первых этапов проектирования системы электроснабжения является расчет электрических нагрузок. По полученным значениям нагрузок выбирают и проверяют оборудование системы электроснабжения, так же определяют потери мощности и электроэнергии.

Расчетная нагрузка силовых приемников цеха определяется по следующим выражениям, кВт (квар),

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (3.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.2)$$

где P_n – суммарная установленная мощность (номинальная мощность) всех приемников цеха, принимается по исходным данным, кВт;

K_c – средний коэффициент спроса [3, табл 2.1];

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, характерный для приёмников данного цеха [3, табл 2.1].

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса для освещения, кВт,

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co}, \quad (3.3)$$

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

K_{co} – коэффициент спроса для освещения, принимаемый по справочным данным [3, табл 2.3];

Величина $P_{но}$ определяется по следующей формуле, кВт,

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (3.4)$$

где $P_{удо}$ – удельная нагрузка, на единицу площади пола цеха, кВт/м² [1, табл 2.4];
 F – площадь пола цеха, определяемая по генплану, м².

Далее для осветительной установки определяем расчётную реактивную нагрузку, которая рассчитывается по формуле, квар,

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (3.5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности источников света, принимаемый по справочным данным [3, табл 2.5].

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха определяется по следующей формуле [3], кВт·А,

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (3.6)$$

Приемники напряжением выше 1000 В цеха учитываются отдельно. Расчетные активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяются из следующих соотношений, кВт (квар),

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (3.7)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (3.8)$$

Полная мощность находится из следующего выражения, кВт·А,

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3.9)$$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей 0,4 кВ и 10 кВ в целом по заводу определяются суммированием соответствующих нагрузок цехов. Расчёт нагрузок представлен в таблице 2

Изм / Лист
 № док. / Подп. / Дата
 ДП-13.03.02.07
 16 / Лист

Таблица 2 – Расчёт электрических нагрузок

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка							Суммарная нагрузка		
	Рном, кВт	Кс	Cosφ	tgφ	Рр, Квт	Qр, квар	F, м^2	Руд.о, кВт/м^2	Рн.о, кВт	Кс.о.	tgФ	Рр.о., кВт	Qр о	Рр+Рр.о., кВт	Qр, квар	Sp, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Наименование цеха	потребители энергии 0,38 кВ															
1. Главный корпус КЖБИ	960,00	0,40	0,70	1,02	384,00	391,68	17600	0,02	264,00	0,90	0,50	237,60	118,80	621,60	510,48	804,35
2. Компрессорная	330,00	0,50	0,70	1,02	165,00	168,30	30	0,02	0,48	0,95	0,50	0,46	0,23	165,46	168,53	236,17
3. Бетоносмесительный узел	460,00	0,50	0,60	1,33	230,00	305,90	80	0,02	1,28	0,75	0,50	0,96	0,48	230,96	306,38	383,68
4. Склад готовой продукции	145,00	0,70	0,80	0,75	101,50	76,13	16800	0,01	201,60	0,80	0,50	161,28	80,64	262,78	156,77	305,99
5. Механический цех	550,00	0,70	0,65	1,17	385,00	450,45	3500	0,02	52,50	0,95	0,50	49,88	24,94	434,88	475,39	644,29
6. Склад ГСМ	35,00	0,70	0,80	0,75	24,50	18,38	500	0,01	6,00	0,80	0,50	4,80	2,40	29,30	20,78	35,92
7. Цех полигонов ЖБИ	45,00	0,80	0,85	0,62	36,00	22,32	2400	0,02	36,00	0,85	0,50	30,60	15,30	66,60	37,62	76,49
8. Склад готовой продукции цеха ЖБИ	45,00	0,70	0,80	0,75	31,50	23,63	1200	0,01	14,40	0,80	0,50	11,52	5,76	43,02	29,39	52,10
9. цех пространственных арматурных каркасов	230,00	0,70	0,75	0,88	161,00	141,68	600	0,02	9,00	0,90	0,50	8,10	4,05	169,10	145,73	223,23
10. Склад арматурной стали	30,00	0,70	0,80	0,75	21,00	15,75	375	0,01	4,50	0,80	0,50	3,60	1,80	24,60	17,55	30,22
11. Арматурный цех	345,00	0,60	0,80	0,75	207,00	155,25	4000	0,02	60,00	0,90	0,50	54,00	27,00	261,00	182,25	318,33
12. Котельная	1750,00	0,50	0,70	1,02	875,00	892,50	1800	0,02	28,80	0,95	0,50	27,36	13,68	902,36	906,18	1278,83
13. Склад песка	90,00	0,70	0,80	0,75	63,00	47,25	330	0,01	3,96	0,80	0,50	3,17	1,58	66,17	48,83	82,24
14. Отделение добавок	95,00	0,60	0,75	0,88	57,00	50,16	3325	0,02	49,88	0,85	0,50	42,39	21,20	99,39	71,36	122,36
15. Цех деревянной опалубки	295,00	0,60	0,75	0,88	177,00	155,76	1600	0,02	24,00	0,85	0,50	20,40	10,20	197,40	165,96	257,89
16. Склад эмульсиона	100,00	0,70	0,80	0,75	70,00	52,50	300	0,01	3,60	0,80	0,50	2,88	1,44	72,88	53,94	90,67

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
17. Склад керамзита	100,00	0,70	0,85	0,62	70,00	43,40	300	0,01	3,60	0,80	0,50	2,88	1,44	72,88	44,84	85,57
18. Известогасительное отделение	203,00	0,50	0,80	0,75	101,50	76,13	3600	0,02	54,00	0,80	0,50	43,20	21,60	144,70	97,73	174,61
19. Цех полигонов ЖБИ	40,00	0,80	0,80	0,75	32,00	24,00	200	0,02	3,00	0,85	0,50	2,55	1,28	34,55	25,28	42,81
20. Компрессорная	310,00	0,50	0,70	1,02	155,00	158,10	450	0,02	7,20	0,95	0,50	6,84	3,42	161,84	161,52	228,65
21. Гараж	15,00	0,75	0,75	0,88	11,25	9,90	1200	0,02	18,00	0,80	0,50	14,40	7,20	25,65	17,10	30,83
22. Склад цемента	150,00	0,70	0,80	0,75	105,00	78,75	160	0,01	1,92	0,80	0,50	1,54	0,77	106,54	79,52	132,94
23. Цех ЖБИ	330,00	0,50	0,75	0,88	165,00	145,20	2600	0,02	41,60	0,85	0,50	35,36	17,68	200,36	162,88	258,21
24. Склад заполнителей	105,00	0,70	0,80	0,75	73,50	55,13	720	0,01	8,64	0,80	0,50	6,91	3,46	80,41	58,58	99,49
25. Склад кислорода	15,00	0,80	0,75	0,88	12,00	10,56	40	0,01	0,48	0,80	0,50	0,38	0,19	12,38	10,75	16,40
26. Склад ацетилена	20,00	0,80	0,75	0,88	16,00	14,08	40	0,01	0,48	0,80	0,50	0,38	0,19	16,38	14,27	21,73
27. Главный корпус ДСК	1950,00	0,40	0,70	1,02	780,00	795,60	19000	0,02	285,00	0,85	0,50	242,25	121,13	1022,25	916,73	1373,09
28. Бетономесительный узел	720,00	0,40	0,70	1,02	288,00	293,76	1000	0,02	16,00	0,95	0,50	15,20	7,60	303,20	301,36	427,49
29. Склад готовой продукции ДСК	95,00	0,70	0,80	0,75	66,50	49,88	750	0,01	9,00	0,80	0,50	7,20	3,60	73,70	53,48	91,06
30. Арматурный цех главного корпуса ДСК	960,00	0,60	0,80	0,75	576,00	432,00	2800	0,02	42,00	0,80	0,50	33,60	16,80	609,60	448,80	756,99
31. Цех стеновых панелей	245,00	0,80	0,80	0,75	196,00	147,00	960	0,02	14,40	0,90	0,50	12,96	6,48	208,96	153,48	259,27
32. Бытовой корпус ДСК	60,00	0,60	0,80	0,75	36,00	27,00	1350	0,01	16,20	0,85	0,50	13,77	6,89	49,77	33,89	60,21
33. Столовая	130,00	0,80	0,80	0,75	104,00	78,00	900	0,02	13,50	0,90	0,50	12,15	6,08	116,15	84,08	143,39
34. Заводоуправление	135,00	0,80	0,80	0,75	108,00	81,00	750	0,02	11,25	0,90	0,50	10,13	5,06	118,13	86,06	146,15

Изм
Лист
№ док.
Подп.
Дата
Лист
18

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
35. Освещение территории										1	0,5	38,748	19,374	38,748	19,374	43,32
Итого по 0,4 кВ	11088				5884,25	5487,10	193740	0,00	38,75					7043,69	6066,82	9296,23
потребители энергии 10 кВ																
20. Компрессорная 10кВ	1280,00	0,70	0,80	0,75	896,00	672,00								896,00	672,00	1120,00
Итого по 10 кВ	1280,00				896,00	672,00								896,00	672,00	1120,00
Всего	12368				6780,25	6159,10						1159,44	579,72	7939,69	6738,82	10416,23

ДП-13.03.02.07

3.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом

Так как трансформаторы главной понизительной подстанции и цеховых подстанций еще не выбраны, то потери мощности в них можно определить приближено, по соотношениям ниже:

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot S_p = 0,02 \cdot 9296,231 = 185,93 \text{ кВт} \quad (3.10)$$

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot S_p = 0,1 \cdot 9296,231 = 929,6231 \text{ квар} \quad (3.11)$$

где S_p – суммарная расчетная мощность силовой и осветительной нагрузки, равная 9296,231 кВА.

Предварительно необходимая мощность устройств компенсации по предприятию в целом определяется из выражения

$$\begin{aligned} Q_{\text{ку}} &= Q_{p0,4} + Q_{p10} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{э}} = \\ &= 6738,821 + 929,623 - 2302,511 = 5365,112 \text{ квар} \end{aligned} \quad (3.12)$$

где $Q_{p0,4}$, Q_{p10} – суммарная реактивная мощность нагрузки, на шинах 0,4 и 10 кВ соответственно, квар;

$\Delta Q_{\text{цт}}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, определенные по формуле (3.11), квар.

$Q_{\text{э}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, которая передается энергосистемой предприятию в период максимальных нагрузок, квар, определена по формуле

$$Q_{\text{э}} = k \cdot P_p = 0,29 \cdot 7939,692 = 2302,511 \text{ квар} \quad (3.13)$$

Нескомпенсированная мощность на шинах 6-10 кВ ГПП:

$$\begin{aligned} Q_{10} &= (Q_{p0,4} + Q_{p10}) \cdot K_{\text{рм}} + Q_{p,0} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{ку}} = \\ &= 5487,1 \cdot 0,95 + 579,72 + 929,6231 - 5365,112 = 1356,98 \text{ квар} \end{aligned} \quad (3.14)$$

где $K_{\text{рм}}$ – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки.

В качестве устройств компенсации реактивной мощности принимаются батареи статических конденсаторов.

Тогда потери активной мощности в них:

$$\Delta P_{\text{ку}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 5365,112 = 10,73 \text{ кВт} \quad (3.15)$$

где $P_{\text{уд}}$ – удельные потери активной мощности, принимаемые равными 0,2% от необходимой мощности компенсирующих устройств.

Общая активная мощность с учетом потерь в устройствах компенсации на шинах подстанции:

$$P_{10} = (P_{p0,4} + P_{p10}) \cdot K_{pm} + P_{po} + \Delta P_{цт} + \Delta P_{ку} = \quad (3.16)$$

$$= 5884,25 \cdot 0,95 + 1159,442 + 185,93 + 10,73 = 6946,13 \text{ кВт}$$

где P_{po} – суммарная активная мощность осветительной нагрузки, кВт.

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

$$S'_p = \sqrt{P_{10}^2 + Q_{10}^2} = \sqrt{6946,13^2 + 1356,98^2} = 7077,44 \text{ кВА} \quad (3.17)$$

Предполагаем, что на заводе будет расположена ГПП. Потери мощности в трансформаторах ГПП ориентировочно определяются по следующим формулам:

$$\Delta P'_m = 0,02 \cdot S'_p = 0,02 \cdot 7077,44 = 141,55 \text{ кВт} \quad (3.18)$$

$$\Delta Q'_m = 0,1 \cdot S'_p = 0,1 \cdot 7077,44 = 707,75 \text{ квар} \quad (3.19)$$

Полная расчетная мощность предприятия на стороне высшего напряжения главной понизительной подстанции:

$$S_p = \sqrt{(P_{10} + \Delta P'_m)^2 + (Q_{10} + \Delta Q'_m)^2} = \quad (3.20)$$

$$= \sqrt{(6946,13 + 141,55)^2 + (1356,98 + 707,75)^2} = 7382,3 \text{ кВА}$$

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

Для определения центра электрических нагрузок воспользуемся методом, который использует положение теоретической механики и проводит аналогию между электрическими нагрузками и массами.

Тогда координаты центра электрических нагрузок определяем по формулам [3]:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (4.1)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}. \quad (4.2)$$

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

					ДП-13.03.02.07	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		20

Для сокращения протяженности, как распределительных сетей завода напряжением 10 кВ, так и цеховых сетей напряжением 0,4 кВ, уменьшения расхода проводникового материала и снижения потерь электроэнергии, главную понизительную и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок.

Для определения месторасположения ГПП на генеральный план завода наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещённые по генплану окружности, при этом площадь круга в определенном масштабе равна расчетной нагрузке,

$$P_i = \pi \cdot r_i^2 \cdot m \quad (4.3)$$

Из этого выражения радиус окружности

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}} \quad (4.4)$$

Так же на окружности наносится осветительная нагрузка в виде сектора, угол которого определяется из соотношений активных расчетных и осветительных нагрузок цехов.

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{poi}}{P_{pi} + P_{poi}} \quad (4.5)$$

где P_p – активная расчетная нагрузка, кВт;

P_{po} – осветительные нагрузки цехов, кВт.

Все результаты расчетов сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Определение центра электрических нагрузок активной мощности

Наименование цеха	Нахождение центра электрических нагрузок							
	г, мм	α, град	х, м	у, м	(Pp+Ppo)x	(Pp+Ppo)y	Xo	Yo
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Наименование цеха	потребители энергии 0,38 кВ							
1. Главный корпус КЖБИ	35,17472	137,606	65	295	40404	183372		
2. Компрессорная	18,14748	0,99217	45	190	7445,52	31436,64		
3. Бетоносмесительный узел	21,44093	1,49636	108	196	24943,68	45268,16		
4. Склад готовой продукции	22,87027	220,948	60	90	15766,8	23650,2		
5. Механический цех	29,421	41,2877	200	290	86975	126113,8		
6. Склад ГСМ	7,636757	58,9761	190	225	5567	6592,5		
7. Цех полигонов ЖБИ	11,51363	165,405	180	165	11988	10989		

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8. Склад готовой продукции цеха ЖБИ	9,253593	96,4017	270	135	11615,4	5807,7		
9. цех пространственных арматурных каркасов	18,34624	17,2442	160	68	27056	11498,8		
10. Склад арматурной стали	6,997497	52,6829	250	65	6150	1599		
11. Арматурный цех	22,79268	74,4828	220	40	57420	10440		
12. Котельная	42,3804	10,9154	310	270	279731,6	243637,2		
13. Склад песка	11,47623	17,2361	360	315	23820,48	20842,92		
14. Отделение добавок	14,06549	153,548	405	235	40254,47	23357,53		
15. Цех деревянной опалубки	19,82206	37,2036	480	310	94752	61194		
16. Склад эмульсиона	12,04424	14,2261	460	295	33524,8	21499,6		
17. Склад керамзита	12,04424	14,2261	510	295	37168,8	21499,6		
18. Известогасительное отделение	16,97108	107,478	480	225	69456	32557,5		
19. Цех полигонов ЖБИ	8,292762	26,5702	400	130	13820	4491,5		
20. Компрессорная	17,94809	15,215	505	170	81729,2	27512,8		
21. Гараж	7,145274	202,105	380	90	9747	2308,5		
22. Склад цемента	14,56208	5,19036	498	96	53054,93	10227,46		
23. Цех ЖБИ	19,97012	63,5336	410	40	82147,6	8014,4		
24. Склад заполнителей	12,65131	30,9446	595	340	47845,14	27340,08		
25. Склад кислорода	4,964845	11,1628	680	340	8421,12	4210,56		
26. Склад ацетилина	5,710645	8,4375	710	340	11632,64	5570,56		
27. Главный корпус ДСК	45,10802	85,3118	660	225	674685	230006,3		
28. Бетономесительный узел	24,5663	18,0475	580	160	175856	48512		
29. Склад готовой продукции ДСК	12,11181	35,1696	660	165	48642	12160,5		
30. Арматурный цех главного корпуса ДСК	34,83354	19,8425	740	145	451104	88392		
31. Цех стеновых панелей	20,3942	22,3277	610	110	127465,6	22985,6		
32. Бытовой корпус ДСК	9,953115	99,6022	615	85	30608,55	4230,45		
33. Столовая	15,20494	37,6582	575	40	66786,25	4646		
34. Заводоуправление	15,33367	30,8571	625	35	73828,13	4134,375		
35. Освещение территории								
Итого по 0,4 кВ								
потребители энергии 10 кВ								
20. Компрессорная 10кВ	42,23079		505	170	452480	152320		
Итого по 10 кВ								
Всего					3283893	1538419	413,605	193,8

Координаты их центра

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{3283893}{7939,692} = 413,6\text{ м} \quad (4.6)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{1538419}{7939,692} = 193,8\text{ м} \quad (4.7)$$

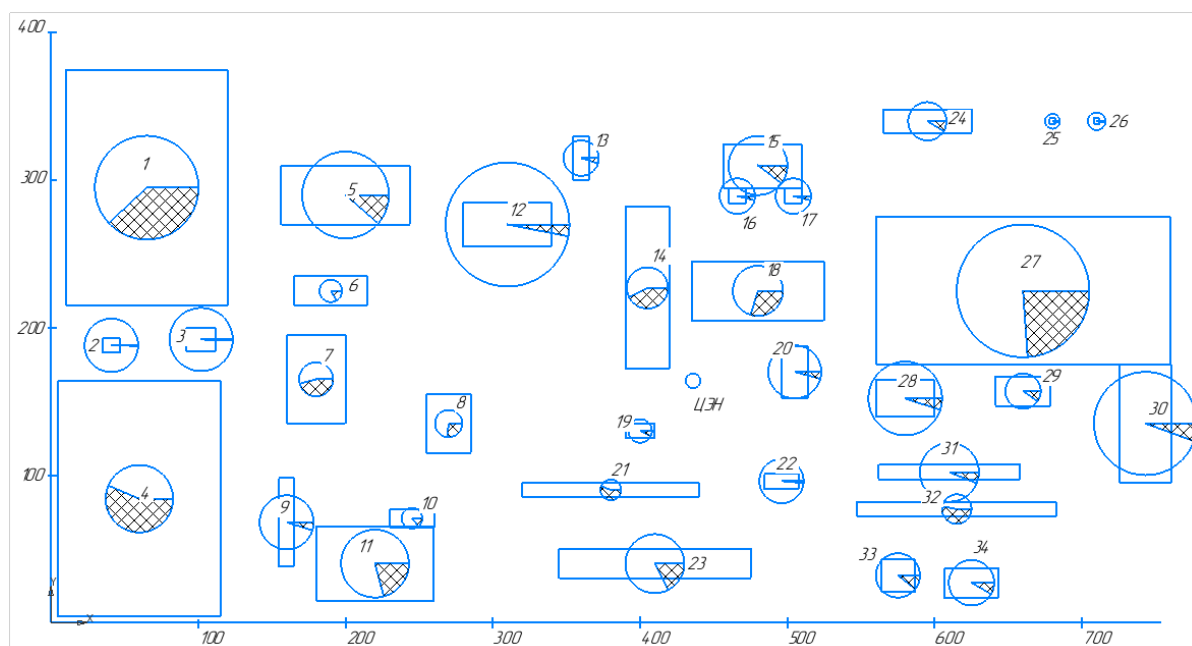


Рисунок 1 – Картграмма нагрузок

5. Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Предварительно, для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения завода, по формуле Стилла рассчитывается нестандартное напряжение.

Нестандартное напряжение электроснабжения, кВ,

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{l + 16P} = 4,34\sqrt{4,5 + 16 \cdot 6,946} = 46,67\text{ кВ}. \quad (5.1)$$

Из ряда стандартных напряжений два ближайших значения это 35 и 110 кВ. Далее рассчитываем два варианта схем внешнего электроснабжения с отличающимися напряжениями питающих линий. Так как предприятие находится на значительном расстоянии от источника питания, питающие линии выполняются воздушными.

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

ДП-13.03.02.07

Лист

23

5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

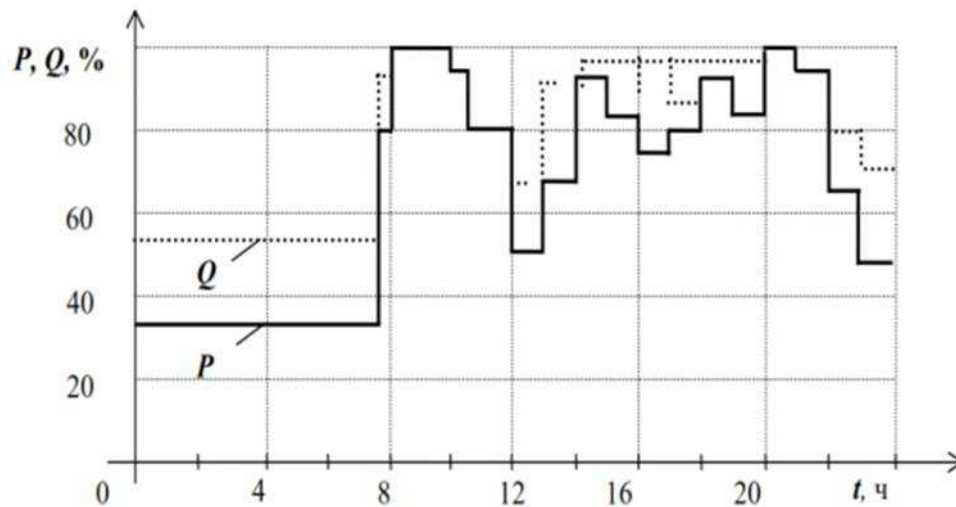


Рисунок 2 – Характерный суточный график электрических нагрузок
Завода железобетонных изделий

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приёмников.

Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При выходе из строя одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора. При этом часть неответственных потребителей может быть отключена с целью снижения нагрузки трансформатора.

Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) необходимо располагать суточным графиком нагрузки, из которого известна как максимальная, так и среднесуточная активная нагрузка данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки. График позволяет утверждать, соответствуют ли эксплуатационные условия загрузки теоретическому сроку службы, определяемому заводом изготовителем (обычно 20-25 лет).

Наиболее экономичной по ежегодным издержкам и потерям будет работа трансформатора в часы максимума – работа с перегрузкой. В реальных условиях значение допустимой нагрузки выбирают в соответствии с графиком нагрузки и коэффициентом начальной нагрузки и в зависимости от температуры окружающей среды.

Определим номинальную мощность трансформаторов по, кВ·А,

$$S_{нт} \geq \frac{S_p}{2 \cdot 0,7} = \frac{7382,3}{2 \cdot 0,7} = 5273,07 \quad (5.2)$$

Принимаем коэффициент загрузки равным 0,7 [6].

Принимаем к установке два трансформатора с номинальной мощностью 6300 кВ·А

Определим загрузку трансформаторов в нормальном режиме

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{нм}} = \frac{7382,3}{2 \cdot 6300} = 0,586 \quad (5.3)$$

В послеаварийном режиме

$$K_{3ав} = \frac{S_p}{S_{нм}} = \frac{7382,3}{6300} = 1,172 \quad (5.4)$$

Коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы удовлетворяет рекомендуемым значениям [6].

Принимаем к установке трансформаторы ТМН-6300-35, ТМН-6300-110 со следующими каталожными данными [5].

Таблица 4 – Каталожные данные трансформатора ТМН-6300-35

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери кВт		Напряжение короткого замыкания u_k , %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТМН-6300/35	6,3	35	11	9,2	46,5	7,5	0,9

Таблица 5 – Каталожные данные трансформатора ТМН-6300-110

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери кВт		Напряжение короткого замыкания u_k , %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТМН-6300/110	6,3	110	11	11,5	44	10,5	0,8

Определяем номинальный ток $I_{НОМ.Т}$ трансформатора в нормальном и ток трансформатора в аварийных режимах $I_{НОМ.Т.ав}$, А:

$$I_{НОМ.Т} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}^{НН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41, \quad (5.3)$$

$$I_{НОМ.Т.ав} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}^{НН}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 481,97, \quad (5.4)$$

где $U_{НОМ}^{НН}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ.

По графику нагрузки (рис. 2) определяем ступени средних значений нагрузок в долях номинального тока и их длительность, ч.,

$$\begin{aligned}
 a_1 &= 0,35 - t_1 = 7,8; \\
 a_2 &= 0,80 - t_2 = 2,7; \\
 a_3 &= 1 - t_3 = 3,2; \\
 a_4 &= 0,95 - t_4 = 2,7; \\
 a_5 &= 0,50 - t_5 = 1; \\
 a_6 &= 0,68 - t_6 = 1,2; \\
 a_7 &= 0,83 - t_7 = 2; \\
 a_8 &= 0,75 - t_8 = 1,1; \\
 a_9 &= 0,65 - t_9 = 1; \\
 a_{10} &= 0,48 - t_{10} = 1,3;
 \end{aligned}$$

Эквивалентный максимум нагрузки, А:

$$I_{\text{ЭКВ.}(max)} = I_{\text{НОМ.Т.АВ}} \cdot \sqrt{\frac{a_1^2 t_1 + a_2^2 t_2 + \dots + a_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}; \quad (5.5)$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{ЭКВ.}(max)} &= 481,97 \cdot \\
 &\cdot \sqrt{\frac{0,35^2 \cdot 7,8 + 0,80^2 \cdot 2,7 + 1^2 \cdot 3,2 + 0,95^2 \cdot 2,7 + 0,50^2 \cdot 1 + 0,68^2 \cdot 1,2}{24}} \cdot \\
 &\cdot \sqrt{\frac{0,83^2 \cdot 2 + 0,75^2 \cdot 1,1 + 0,65^2 \cdot 1 + 0,48^2 \cdot 1,3}{24}} = 346,81.
 \end{aligned}$$

По графику нагрузки определяем ступени средних значений нагрузок в долях номинального тока и их длительность за время 8 ч, предшествующее началу максимума нагрузки:

$$\begin{aligned}
 a_1 &= 0,35 - t_1 = 7,8; \\
 a_2 &= 0,8 - t_2 = 0,2;
 \end{aligned}$$

Эквивалентная начальная нагрузка, определяемая за время 8 ч, предшествующее началу максимума нагрузки, А:

$$I_{\text{ЭКВ.Н}} = I_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{\frac{a_1^2 t_1 + a_2^2 t_2 + \dots + a_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}; \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ЭКВ.Н}} = 341,81 \cdot \sqrt{\frac{0,35^2 \cdot 7,8 + 0,8^2 \cdot 0,2}{8}} = 125,8.$$

Коэффициент превышения нагрузки

$$k_{\text{п.н}} = \frac{I_{\text{ЭКВ.маx}}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{346,81}{346,41} = 1. \quad (5.7)$$

Коэффициент начальной нагрузки

$$k_{\text{н.н}} = \frac{I_{\text{ЭКВ.Н}}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{127,48}{481,97} = 0,26. \quad (5.8)$$

Мощность трансформаторов двухтрансформаторной подстанции мясокомбината, кВА:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_{\text{маx}} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{п.н}}} = \frac{7382,3 \cdot 0,85}{1} = 6274,95. \quad (5.9)$$

Выбранные трансформаторы ТМН-6300/35 и ТМН-6300/110 подходят к установке.

5.2 Выбор сечения проводов ВЛ

Для напряжения 35 кВ определяем расчетные токи в нормальном I_p и послеаварийном режимах $I_{p \text{ max}}$:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{7382,3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 60,89 \text{ А} \quad (5.10)$$

$$I_{p \text{ max}} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{7382,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 121,78 \text{ А} \quad (5.11)$$

Расчетное сечение провода

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{60,89}{1} = 60,89 \text{ мм}^2 \quad (5.12)$$

где $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, равная 1 А/мм²[1].

Ближайшее стандартное сечение 70 мм². Выбирается провод АС-70/11 с допустимой токовой нагрузкой $I_{\text{доп}}=265$ А.

Аналогично определяются токи для схемы с напряжением 110 кВ.

					ДП-13.03.02.07	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		27

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{7382,3}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 19,37 \text{ А} \quad (5.13)$$

$$I_{p \text{ max}} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{7382,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 38,75 \text{ А} \quad (5.14)$$

Расчетное сечение провода

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{19,37}{1} = 19,37 \text{ мм}^2 \quad (5.15)$$

Выбирается провод АС-35/6,2 с допустимой токовой нагрузкой $I_{\text{доп}}=172 \text{ А}$.

6. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения

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

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

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

- 1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;
- 2) секции (системы) шин не связаны между автоматически отключающийся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

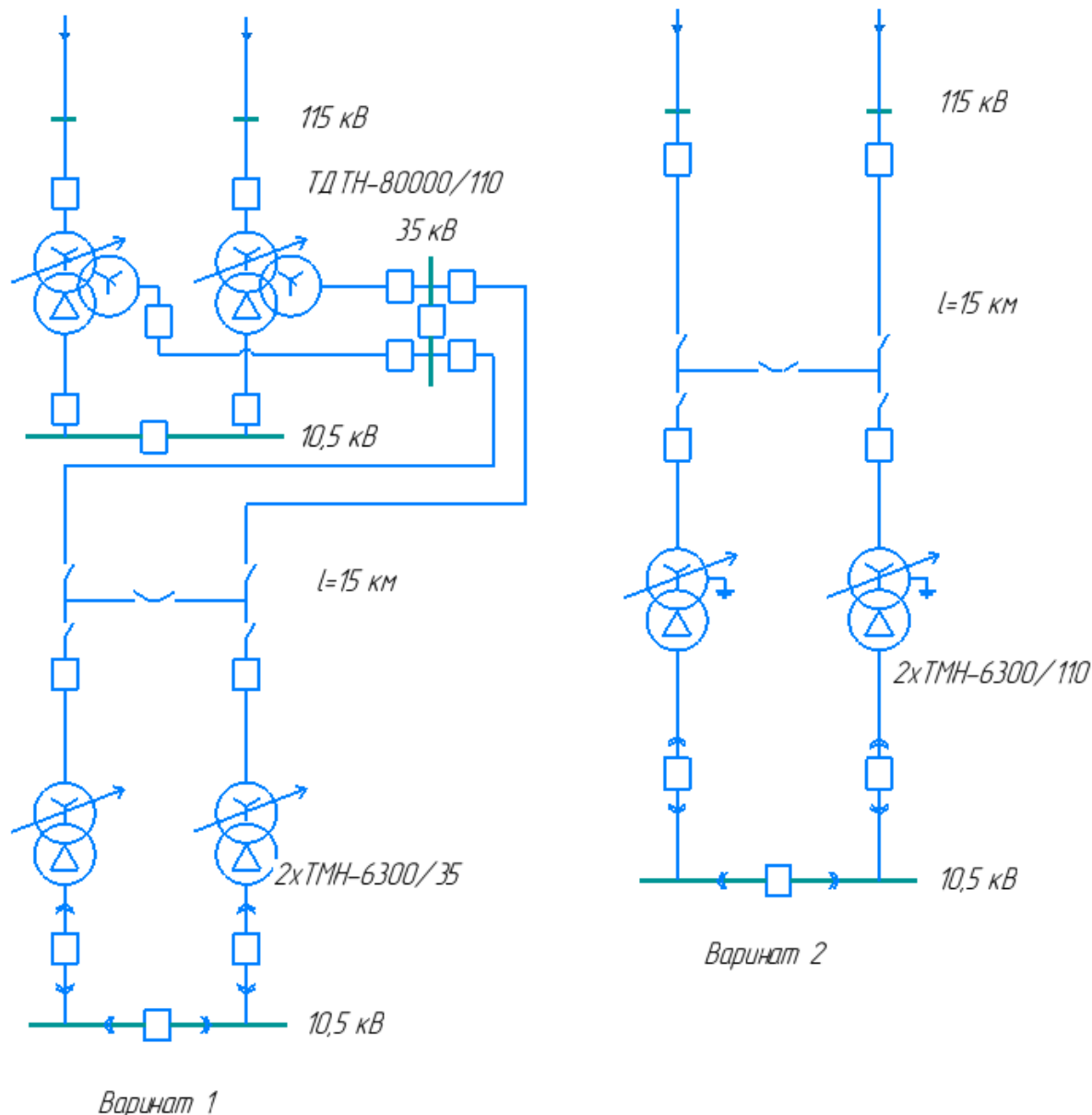


Рисунок 3 – Варианты схем внешнего электроснабжения

Выбор лучшего варианта основывается на определении экономической эффективности капитальных вложений, за счет снижения потерь электрической энергии в сети при высокой надежности и лучших эксплуатационных показателях.

Поэтому критерий, по которому будет проводиться экономическое сравнение вариантов с равной надежностью, будет минимум приведенных затрат, тыс. руб./год:

$$Z = E_n \cdot K + И \quad (6.1)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Капиталовложения определяются по всем элементам электроснабжения, входящим в изменяющиеся части сравниваемых вариантов, в действующих (или базовых) ценах с учетом стоимости монтажа и строительной части.

Ежегодные издержки производства определяются по соответствующим значениям амортизационных отчислений I_a , стоимости потерь электроэнергии $I_э$ и расходов по ремонту и эксплуатации I_m :

$$I = I_a + I_э + I_m \quad (6.2)$$

В расчётах используются укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35 - 750 кВ на 2012 год [7].

Для верности расчета стоит учесть изменение стоимости оборудования и работ с 2012 года по февраль 2021 года по таблице инфляции [8], при этом стоимость оборудования в указанный период увеличилась на 65,383 %.

Для получения полной стоимости воздушных линий к показателям необходимо добавить затраты, сопутствующие строительству, которые составляют [7]:

- 3,3% - временные здания и сооружения;
- 5,0-6,0% - прочие работы и затраты;
- 2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 7,5-8,5% - проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства - 8%).

Таким образом, к исходной цене ВЛ добавляется несколько процентов:

$$K_d = K_{л0} \cdot (1 + 0,033 + 0,055 + 0,0289 + 0,08) \quad (6.3)$$

Таблица 6 – Стоимость электрооборудования

Наименование оборудования	35 кВ			110 кВ		
	Тип оборудования	Цена без учета инфляции, тыс. руб.	Цена с учетом инфляции, тыс. руб.	Тип оборудования	Цена без учета инфляции, тыс. руб.	Цена с учетом инфляции, тыс. руб.
Выключатель	Ячейка одного комплекта выключателя вакуумного 35 кВ	188	310,92	Ячейка одного комплекта выключателя элегазового для ОРУ 110 кВ	6580	10882,201
1 км ВЛ	ВЛ 35 Кв двухцепные, на ж/б опорах	1327,362	2195,231	ВЛ 110 кВ до 150 мм ² двухцепные, на ж/б опорах,	1293,849	2139,806
Трансформатор	Ячейка трансформатора 16 МВА 35/НН кВ	3478	5752,021	Ячейка трансформатора 16 МВА 110/НН кВ	5546	9172,141

Так как нет данных о стоимости ячейки трансформаторов с расщепленной обмоткой, примем их стоимость равной ячейке двухобмоточных трансформаторов.

Кроме экономических показателей также необходимо учесть надежность каждого из вариантов схемы.

Таблица 7 – Показатели надежности элементов [11]

Наименование элемента	Параметр потока отказов ω , 1/год	Время Восстановления $T_{в}$, час	Межремонтный период $1/\mu$, год	Длительность ремонта $T_{пл}$, ч	Среднегодовое время планового простоя $K_{пл} \cdot 10^{-3}$, о. е.
35 кВ					
ВЛ	0,0073	8	3	50	1,2
Силовой трансформатор	0,02	180	5	260	4
Разъединитель	0,008	15	3	7	0,26
Выключатель вакуумный	0,014	25	2	130	6
Шины 10 кВ (на одно присоединение)	0,01	4	6	10	0,19
110 кВ					
ВЛ	0,0088	10	4	125	3,3
Силовой трансформатор	0,03	180	6	500	7,7
Разъединитель	0,008	15	3	30	1,1
Выключатель элегазовый	0,012	30	2	220	9,7
Шины 10 кВ (на одно присоединение)	0,01	4	6	10	0,19

Преобразование схемы для расчета надежности выглядит следующим образом.

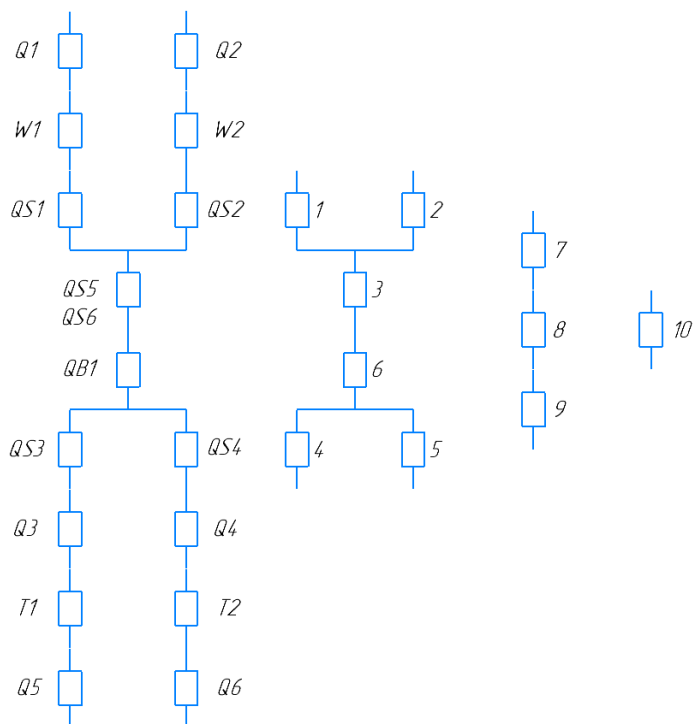


Рисунок 4 – Схема к расчету надежности вариантов

Рассчитаем показатель надежности для Q_1 , W_1 , QS_1 , год⁻¹,

$$\begin{aligned} \omega_1 = \omega_2 &= \omega_{Q1} + \omega_{W1} \cdot \frac{L_{W1}}{100} + \omega_{QS1} = \\ &= 0,014 + 0,0073 \cdot \frac{15}{100} + 0,008 = 0,023 \end{aligned} \quad (6.4)$$

где ω_{Q1} параметр потока отказов выключателя, год⁻¹;

L_{W1} длина линии, км;

ω_{W1} параметр потока отказов линии, год⁻¹.

Коэффициент аварийного простоя, о.е.,

$$\begin{aligned} K_{B.1} = K_{B.2} &= \frac{\omega_{Q1} \cdot T_{Q1} + \omega_{W1} \cdot T_{W1} + \omega_{QS1} \cdot T_{QS1}}{8760} = \\ &= \frac{0,014 \cdot 25 + 0,0073 \cdot 8 + 0,008 \cdot 15}{8760} = 6,032 \cdot 10^{-5} \end{aligned} \quad (6.5)$$

Время послеаварийного восстановления, ч,

$$T_{B.1} = T_{B.2} = \frac{8760 \cdot K_{B.1}}{\omega_1} = \frac{8760 \cdot 6,032 \cdot 10^{-5}}{0,023} = 22,97 \quad (6.6)$$

где $K_{B.1}$ – коэффициент аварийного простоя, о.е,

Производим параллельное сложение блоков 1 и 2 с учетом их плановых ремонтов, год⁻¹,

$$\begin{aligned} \omega_7 &= 2 \cdot \omega_1 \cdot K_{B.2} + 2 \cdot \mu_{1.max} \cdot K_{H.1} \cdot K_{B.2} = \\ &= 2 \cdot 0,023 \cdot 6,032 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 1,6 \cdot 1 \cdot 6,032 \cdot 10^{-5} = 0,000196 \end{aligned} \quad (6.7)$$

Коэффициент надежности, год⁻¹,

$$K_{H.1} = 1 - e^{-\frac{T_{Пл.1.max}}{T_{B.2}}} = 1 - e^{-\frac{260}{22,97}} \approx 1 \quad (6.8)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 7, о.е.,

$$\begin{aligned} K_{B.7} &= K_{B.1}^2 + 2 \cdot K_{H.1} \cdot K_{Пл.1.max} \cdot K_{B.2} = \\ &= (6,032 \cdot 10^{-5})^2 + 2 \cdot 1 \cdot \frac{6 \cdot 1,6}{8760} \cdot 6,032 \cdot 10^{-5} = 1,358 \cdot 10^{-7} \end{aligned} \quad (6.9)$$

Надежность блока 6 определяется без учета плановых ремонтов, т. к. секционный выключатель во время ремонта отделяется от сети, год⁻¹,

$$\omega_6 = 0,6 \cdot \omega_{QB1} = 0,6 \cdot 0,01 = 0,006 \quad (6.10)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 6, о.е.,

$$K_{B.6} = \frac{0,6 \cdot \omega_{QB1} \cdot T_{QB1}}{8760} = \frac{0,6 \cdot 0,01 \cdot 4}{8760} = 0,274 \cdot 10^{-5} \quad (6.11)$$

где T_{QB1} – Время послеаварийного восстановления, ч, согласно таблице 7.

Надежность блока 3 определяется без учета плановых ремонтов, год⁻¹,

$$\omega_3 = 0,6 \cdot (\omega_{QS5} + \omega_{QS6}) = 0,6 \cdot (0,008 + 0,008) = 0,0096 \quad (6.12)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 3, о.е.,

$$\begin{aligned} K_{B.3} &= \frac{0,6 \cdot (\omega_{QS5} \cdot T_{QS5} + \omega_{QS6} \cdot T_{QS6})}{8760} = \\ &= \frac{0,6 \cdot (0,008 \cdot 15 + 0,008 \cdot 15)}{8760} = 1,643 \cdot 10^{-5} \end{aligned} \quad (6.13)$$

где T_{QS1}, T_{QS2} время послеаварийного восстановления, ч, согласно, таблицы 7.

$$\begin{aligned} \omega_4 &= \omega_5 = \omega_{QS3} + \omega_{Q3} + \omega_{T1} + \omega_{Q5} = \\ &= 0,008 + 0,014 + 0,02 + 0,014 = 0,056 \end{aligned} \quad (6.14)$$

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		33

Коэффициенты аварийного простоя блоков 4,5, о.е.,

$$K_{B.4} = K_{B.5} = \frac{\omega_{QS3} \cdot T_{B.QS3} + \omega_{Q3} \cdot T_{B.Q3} + \omega_{T1} \cdot T_{B.T1} + \omega_{Q5} \cdot T_{B.Q5}}{8760} = \quad (6.15)$$

$$= \frac{0,008 \cdot 15 + 0,014 \cdot 25 + 0,02 \cdot 180 + 0,014 \cdot 25}{8760} = 505 \cdot 10^{-6}$$

Результирующие показатели надёжности для блока 4 и 5, год⁻¹,

$$\omega_9 = \omega_4 + \omega_5 = 0,056 + 0,056 = 0,112 \quad (6.16)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 9, о.е.,

$$K_{B.9} = K_{B.4} + K_{B.5} = 505 \cdot 10^{-6} + 505 \cdot 10^{-6} = 1010 \cdot 10^{-6} \quad (6.17)$$

Результирующие показатели надёжности для блока 3 и 6, год⁻¹,

$$\omega_8 = \omega_3 + \omega_6 = 0,0096 + 0,006 = 0,0156 \quad (6.18)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 8, о.е.,

$$K_{B.8} = K_{B.3} + K_{B.6} = 1,643 \cdot 10^{-5} + 0,274 \cdot 10^{-5} = 1,917 \cdot 10^{-5} \quad (6.19)$$

Результирующие показатели надёжности для блока 10, год⁻¹,

$$\omega_{10} = \omega_7 + \omega_8 + \omega_9 = 0,000196 + 0,0156 + 0,112 = 0,128 \quad (6.20)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 10, о.е.,

$$K_{B.10} = K_{B.7} + K_{B.8} + K_{B.9} = \quad (6.21)$$

$$= 1,358 \cdot 10^{-7} + 1,917 \cdot 10^{-5} + 1010 \cdot 10^{-6} = 1029,3 \cdot 10^{-6}$$

Недополучение электроэнергии в аварийных режимах составит, МВт·ч,

$$\Delta W = W_{\Gamma} \cdot K_{B.10} = 41502,69 \cdot 10^3 \cdot 1029,3 \cdot 10^{-6} = 42,718 \quad (6.22)$$

где W_{Γ} – годовое потребление ЭЭ предприятием, МВт·ч,

$$W_{\Gamma} = \frac{P_{\text{сут}}}{24} \cdot T_{\text{год}} = 4737,75 \cdot 8760 = 41502690 \quad (6.23)$$

где $P_{\text{сут}}$ – потребление мощности за сутки, кВт определяемая по таблице 8;
 $T_{\text{год}}$ – количество часов в году.

Ожидаемый ущерб от перерывов электроснабжения, руб:

$$Y = \Delta W \cdot Y_0 = 42,718 \cdot 2250 = 96115,5 \quad (6.24)$$

где Y_0 – Удельный ущерб на недоотпущенный 1 МВт·ч электроэнергии для предприятия, питаемого напряжением 35 кВ $Y_0 = 2250$ руб/МВ·ч.

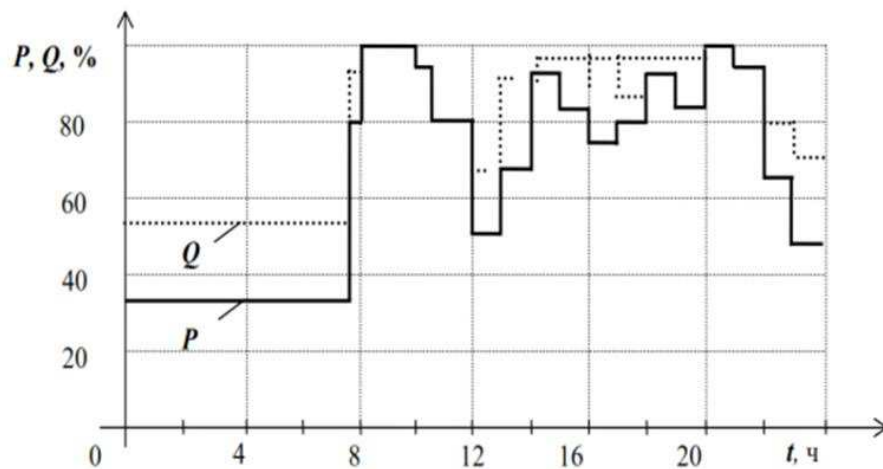


Рисунок 5 – График электрических нагрузок металлургического завода комбината [10]

Таблица 8 – Объем потребленной электрической энергии (активной) на основании графика нагрузки

Часы суток	P, %	P, кВт
00:00-01:00	35	2431,1
01:00-02:00	35	2431,1
02:00-03:00	35	2431,1
03:00-04:00	35	2431,1
04:00-05:00	35	2431,1
05:00-06:00	35	2431,1
06:00-07:00	35	2431,1
07:00-08:00	80	5556,8
08:00-09:00	100	6946
09:00-10:00	100	6946
10:00-11:00	95	6598,7
11:00-12:00	80	5556,8
12:00-13:00	50	3473
13:00-14:00	68	4723,28
14:00-15:00	95	6598,7
15:00-16:00	83	5765,18

16:00-17:00	75	5209,5
17:00-18:00	80	5556,8
18:00-19:00	95	6598,7
19:00-20:00	83	5765,18
20:00-21:00	100	6946
21:00-22:00	95	6598,7
22:00-23:00	65	4514,9
23:00-24:00	48	3334,08

Рассчитаем показатель надежности для Q_1, W_1, QS_1 , год⁻¹,

$$\begin{aligned} \omega_1 = \omega_2 = \omega_{Q1} + \omega_{W1} \cdot \frac{L_{W1}}{100} + \omega_{QS1} = \\ = 0,012 + 0,0088 \cdot \frac{15}{100} + 0,008 = 0,02132 \end{aligned} \quad (6.25)$$

Коэффициент аварийного простоя, о.е.,

$$\begin{aligned} K_{B.1} = K_{B.2} = \frac{\omega_{Q1} \cdot T_{Q1} + \omega_{W1} \cdot T_{W1} + \omega_{QS1} \cdot T_{QS1}}{8760} = \\ = \frac{0,012 \cdot 30 + 0,0088 \cdot 10 + 0,008 \cdot 15}{8760} = 6,484 \cdot 10^{-5} \end{aligned} \quad (6.26)$$

Время послеаварийного восстановления, ч,

$$T_{B.1} = T_{B.2} = \frac{8760 \cdot K_{B.1}}{\omega_1} = \frac{8760 \cdot 6,484 \cdot 10^{-5}}{0,02132} = 28,6 \quad (6.27)$$

где $K_{B.1}$ – коэффициент аварийного простоя, о.е, по формуле (6.23).

Производим параллельное сложение блоков 1 и 2 с учетом их плановых ремонтов, год⁻¹,

$$\begin{aligned} \omega_7 = 2 \cdot \omega_1 \cdot K_{B.2} + 2 \cdot \mu_{1.max} \cdot K_{H.1} \cdot K_{B.2} = \\ = 2 \cdot 0,02 \cdot 6,484 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 1,6 \cdot 1 \cdot 6,484 \cdot 10^{-5} = 0,00021 \end{aligned} \quad (6.28)$$

Коэффициент надежности, год⁻¹,

$$K_{H.1} = 1 - e^{-\frac{T_{Пл.1.max}}{T_{B.2}}} = 1 - e^{-\frac{500}{28,6}} = 1 \quad (6.29)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 7, о.е.,

$$K_{B.7} = K_{B.1}^2 + 2 \cdot K_{H.1} \cdot K_{Пл.1.max} \cdot K_{B.2} = \quad (6.30)$$

$$= (6,484 \cdot 10^{-5})^2 + 2 \cdot 1 \cdot \frac{9,7 \cdot 1,6}{8760} \cdot 6,484 \cdot 10^{-5} = 2,34 \cdot 10^{-7} \text{ о. е}$$

$$\omega_6 = 0,6 \cdot \omega_{QB1} = 0,6 \cdot 0,01 = 0,006 \quad (6.31)$$

$$K_{B.6} = \frac{0,6 \cdot \omega_{QB1} \cdot T_{QB1}}{8760} = \frac{0,6 \cdot 0,01 \cdot 4}{8760} = 0,274 \cdot 10^{-5} \quad (6.32)$$

где T_{QB1} – Время послеаварийного восстановления, ч, согласно, таблицы 7.
Надежность блока 3 определяется без учета плановых ремонтов, год⁻¹,

$$\omega_3 = 0,6 \cdot (\omega_{QS5} + \omega_{QS6}) = 0,6 \cdot (0,008 + 0,008) = 0,0096 \quad (6.33)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 3, о.е.,

$$K_{B.3} = \frac{0,6 \cdot (\omega_{QS5} \cdot T_{QS5} + \omega_{QS6} \cdot T_{QS6})}{8760} = \quad (6.34)$$

$$= \frac{0,6 \cdot (0,008 \cdot 15 + 0,008 \cdot 15)}{8760} = 1,64 \cdot 10^{-5}$$

где T_{QS1}, T_{QS2} время послеаварийного восстановления, ч, согласно таблице 7.
Для остальной части схемы показатели надёжности те же, что и для первого варианта, год⁻¹,

$$\omega_4 = \omega_5 = \omega_{QS3} + \omega_{Q3} + \omega_{T1} + \omega_{Q5} = \quad (6.35)$$

$$= 0,008 + 0,012 + 0,03 + 0,012 = 0,062$$

Коэффициенты аварийного простоя блоков 4,5, о.е.,

$$K_{B.4} = K_{B.5} = \frac{\omega_{QS3} \cdot T_{B.QS3} + \omega_{Q3} \cdot T_{B.Q3} + \omega_{T1} \cdot T_{B.T1} + \omega_{Q5} \cdot T_{B.Q5}}{8760} = \quad (6.36)$$

$$= \frac{0,008 \cdot 15 + 0,012 \cdot 30 + 0,03 \cdot 180 + 0,012 \cdot 30}{8760} = 712 \cdot 10^{-6}$$

Результирующие показатели надёжности для блока 4 и 5, год⁻¹,

$$\omega_9 = \omega_4 + \omega_5 = 0,062 + 0,062 = 0,124 \quad (6.37)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 9, о.е.,

$$K_{B.9} = K_{B.4} + K_{B.5} = 712 \cdot 10^{-6} + 712 \cdot 10^{-6} = 1424 \cdot 10^{-6} \quad (6.38)$$

Результирующие показатели надёжности для блока 3 и 6, год⁻¹,

$$\omega_8 = \omega_3 + \omega_6 = 0,0096 + 0,006 = 0,0156 \quad (6.39)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 8, о.е.,

$$K_{B.8} = K_{B.3} + K_{B.6} = 1,64 \cdot 10^{-5} + 0,274 \cdot 10^{-5} = 1,914 \cdot 10^{-5} \quad (6.40)$$

Результирующие показатели надёжности для блока 10, год⁻¹,

$$\omega_{10} = \omega_7 + \omega_8 + \omega_9 = 0,00021 + 0,0156 + 0,124 = 0,14 \quad (6.41)$$

Коэффициент аварийного простоя блока 10, о.е.,

$$K_{B.10} = K_{B.7} + K_{B.8} + K_{B.9} = 2,34 \cdot 10^{-7} + 1,914 \cdot 10^{-5} + 1424 \cdot 10^{-6} = 1443,4 \cdot 10^{-6} \quad (6.42)$$

Недополучение электроэнергии в аварийных режимах составит, МВт·ч,

$$\Delta W = W_{\Gamma} \cdot K_{B.10} = 41502,69 \cdot 10^3 \cdot 1443,4 \cdot 10^{-6} = 59,904 \quad (6.43)$$

Ожидаемый ущерб от перерывов электроснабжения, руб,

$$Y = \Delta W \cdot Y_0 = 59,904 \cdot 2100 = 125798,4 \quad (6.44)$$

где Y_0 – удельный ущерб на недоотпущенный 1 МВт·ч электроэнергии для предприятия, питаемого напряжением 110 кВ, равный 2100 руб/МВт·ч.

Таблица 9 – Результат расчета ущерба

Напряжение, кВ	Недоотпуск энергии, МВт·ч	Ущерб от недоотпуска, руб.
35	42,718	96115,5
110	59,904	125798,4

6.1 Техничко-экономический расчет варианта схемы с напряжением 35 кВ

Выключатели. До начала расчета необходимо выбирать головные выключатели (Q1 и Q2) и выключатели, установленные на главной понизительной подстанции (Q3 и Q4) по номинальным данным согласно следующим условиям:

$$U_{\text{нв}} \geq U_{\text{н}} \quad (6.45)$$

$$I_{\text{нв}} \geq I_{\text{макр}} \quad (6.46)$$

$$I_{\text{отклв}} \geq I_{\text{отклр}} \quad (6.47)$$

Принимаем к установке выключатели ВВУ-35 с номинальными данными $U_{\text{нв}} = 35$ кВ, $I_{\text{нв}} = 630$ А, $I_{\text{отклв}} = 20$ кА,

1) Капитальные затраты на линию.

При определении капитальных затрат будут использоваться укрупненные показатели стоимости электрооборудования [7].

Стоимость двух камер отходящих линий с выключателями ВВУ-35 (Q1, Q2), устанавливаемых в открытом распределительном устройстве, тыс. руб.,

$$K_{\text{в}} = K_{\text{Q}} \cdot n = 310,92 \cdot 2 = 621,84 \quad (6.48)$$

где K_{Q} – стоимость выключателя 35 кВ, тыс. руб.;

n – количество выключателей.

Стоимость сооружения воздушной линии 35 кВ на двухцепных железобетонных опорах с проводами сечением до 150 мм², тыс. руб.,

$$K_{\text{л}} = K_0 \cdot l = 2195,231 \cdot 15 = 32928,5 \quad (6.49)$$

где K_0 – стоимость сооружения 1 км воздушной линии 35 на двухцепных железобетонных опорах с проводами сечением до 150 мм², тыс. руб.;

l – длина линии, км.

Суммарные капитальные затраты на сооружение линии, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma\text{л}} = K_{\text{л}} + K_{\text{в}} = 32928,5 + 621,84 = 33550,3 \quad (6.50)$$

2) Капитальные затраты на сооружение ГПП

Стоимость двух трансформаторов ТМН–6300/35, тыс. руб.,

$$K_{\text{т}} = K_0 \cdot n_{\text{т}} = 5450 \cdot 2 = 10900 \quad (6.51)$$

где K_0 – стоимость трансформаторов, тыс. руб.;

n – количество трансформаторов.

Стоимость двух камер с выключателями

$$K_{\text{в}} = K_{\text{Q}} \cdot n = 310,92 \cdot 2 = 621,84 \quad (6.52)$$

Суммарные капитальные затраты на сооружение ГПП, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma\text{ГПП}} = K_m + K_b = 10900 + 621,84 = 11521,84 \quad (6.53)$$

Суммарные капитальные затраты по 1 варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma\text{Л}} + K_{\Sigma\text{ГПП}} = 33550,3 + 11521,84 = 45072,14 \quad (6.54)$$

3) Ежегодные издержки

Суммарные ежегодные издержки определяются из условия

$$И = И_{a\Sigma} + И_{\varepsilon\Sigma} + И_{m\Sigma} \quad (6.55)$$

где $И_{a\Sigma}$ – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$И_{\varepsilon\Sigma}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.;

$И_{m\Sigma}$ – расходы по ремонту и эксплуатации, тыс. руб.

Амортизационные отчисления

$$\begin{aligned} И_{a\Sigma} &= И_{a\text{Л}} + И_{a\text{В}} + И_{a\text{В}} + И_{a\text{Т}} = & (6.56) \\ &= \frac{1}{T_{\text{п.л}}} \cdot K_{\text{Л}} + \frac{1}{T_{\text{п.в}}} \cdot K_{\text{В}} + \frac{1}{T_{\text{п.в}}} \cdot K_{\text{В}} + \frac{1}{T_{\text{п.т}}} \cdot K_{\text{Т}} = \\ &= \frac{1}{12,5} \cdot 32928,5 + \frac{1}{17,5} \cdot 621,84 + \frac{1}{17,5} \cdot 621,84 + \frac{1}{17,5} \cdot 10900 \\ &= 3328,2 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

где $И_{a\text{Л}}, И_{a\text{В}}, И_{a\text{Т}}$ – амортизационные отчисления соответственно по линиям, выключателям и трансформаторам

$T_{\text{п.л}}, T_{\text{п.в}}, T_{\text{п.т}}$ – срок полезного использования объектов, который определяется согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы": 12,5, 17,5, 17,5 соответственно.

Расходы на ремонт и обслуживание, тыс. руб.,

$$\begin{aligned} И_{m\Sigma} &= И_{m\text{Л}} + И_{m\text{В}} + И_{m\text{В}} + И_{m\text{Т}} = & (6.57) \\ &= p_{\text{ар.л}} \cdot K_{\text{Л}} + p_{\text{ар.в}} \cdot K_{\text{В}} + p_{\text{ар.в}} \cdot K_{\text{В}} + p_{\text{ар.т}} \cdot K_{\text{Т}} = \\ &= 0,152 \cdot 32928,5 + 0,204 \cdot 621,84 + 0,204 \cdot 621,84 + 0,204 \cdot 10900 \\ &= 7482,4 \end{aligned}$$

где $И_{m\text{Л}}, И_{m\text{В}}, И_{m\text{Т}}$ – расходы на эксплуатацию и ремонт соответственно по линиям, выключателям и трансформаторам, тыс. руб.;

$p_{\text{эр.л}}, p_{\text{эр.в}}, p_{\text{эр.т}}$ – размер нормативных отчислений, определяемых по таблице [12], о.е.;

Стоимость потерь электроэнергии. Годовые потери активной мощности в линиях, кВт,

$$\Delta P_{л} = R \frac{S_p^2}{U^2} = \frac{r_0 l}{n_{ц}} \cdot \frac{S_p^2}{U^2} \cdot 10^3 = \frac{0,4218 \cdot 15}{2} \cdot \frac{7382,3^2}{35^2} = 140,739 \quad (6.58)$$

где r_0 – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км [16];

l – длина воздушной линии, км;

$n_{ц}$ – количество цепей, шт.;

U – напряжение линии, кВ;

S_p – полная расчетная мощность предприятия, кВ·А.

Годовые потери энергии в линиях

$$\Delta W_{л} = \Delta P \tau_{max} = 140,739 \cdot 2052,08 = 288807,69 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (6.59)$$

Здесь время использования максимума потерь

$$\begin{aligned} \tau_{max} &= \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2052,08 \end{aligned} \quad (6.60)$$

где $T_{\text{макс}}$ – число часов использования максимума нагрузки для двух смен [3], ч.

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

$$\begin{aligned} \Delta W_m &= n \cdot \Delta P_{\text{хх}} T_{\text{в}} + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_p}{S_{\text{нт}}} \right)^2 \tau_{max} = \\ &= 2 \cdot 9,2 \cdot 4000 + \frac{1}{2} \cdot 46,5 \cdot \left(\frac{7382,3}{6300} \right)^2 \cdot 2052,08 = 139111,8 \end{aligned} \quad (6.61)$$

где n_t – количество трансформаторов;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода, кВт [5];

$T_{\text{в}}$ – время включения, которое для промышленных предприятий определяют в зависимости от сменности: при работе в две смены $T_{\text{в}}=4000$ ч/год [3];

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания, кВт [5].

$S_{\text{нт}}$ – номинальная мощность трансформатора ГПП, кВА.

Стоимость годовых потерь в линиях и трансформаторах, тыс. руб.,

$$\begin{aligned} I_{\Sigma} &= I_{\Sigma} \cdot \Delta W_{\Sigma} = I_{\Sigma} (\Delta W_{л} + \Delta W_m) = \\ &= 2,12 \cdot (288807,69 + 139111,8) = 907,189 \end{aligned} \quad (6.62)$$

где I_3 – средняя стоимость 1 кВт·ч электроэнергии для 3 ценовой категории (уровень СН1).

Суммарные ежегодные издержки, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma} = 3328,2 + 938,730 + 7482,4 = 11717,789 \quad (6.63)$$

Приведенные затраты по 1 варианту, тыс. руб./год,

$$Z_{\Sigma 1} = E_n K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,06 \cdot 45072,14 + 11717,789 = 14442,119 \quad (6.64)$$

где E_n - коэффициент эффективности капиталовложений.

6.2 Технико-экономический расчет варианта схемы с напряжением 110 кВ

Выключатели. Для данного варианта выбираем головные выключатели (Q1 и Q2) и выключатели, установленные на ГПП (Q3 и Q4) по номинальным данным согласно следующим условиям

$$U_{нв} \geq U_n \quad (6.65)$$

$$I_{нв} \geq I_{\max p} \quad (6.66)$$

$$I_{отклв} \geq I_{отклр} \quad (6.67)$$

Выбираем выключатели ВГТ-110 с номинальными данными $U_n = 110$ кВ, $I_{нв} = 2000$ А, $I_{отклв} = 40$ кА, [14].

1) Капитальные затраты на линию.

Стоимость двух камер отходящих линий с выключателями ВГТ-110 (Q1, Q2), устанавливаемых в открытом распределительном устройстве, тыс. руб.,

$$K_B = K_Q \cdot n = 10882,201 \cdot 2 = 21764,402 \quad (6.68)$$

Стоимость сооружения воздушной линии 110 кВ на двухцепных железобетонных опорах с проводами сечением до 150 мм^2 , тыс. руб.,

$$K_{\text{л}} = K_0 \cdot l = 2139,806 \cdot 15 = 32097,09 \quad (6.69)$$

Суммарные капитальные затраты на сооружение линии, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma \text{л}} = K_{\text{л}} + K_B = 32097,09 + 21764,402 = 53861,492 \quad (6.70)$$

2) Капитальные затраты на сооружение ГПП

Стоимость двух трансформаторов ТМН-6300/110, тыс. руб.,

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

$$K_m = K_0 \cdot n_T = 7500 \cdot 2 = 15000 \quad (6.71)$$

Стоимость двух камер с выключателями

$$K_B = K_Q \cdot n = 10882,201 \cdot 2 = 21764,402 \quad (6.72)$$

Суммарные капитальные затраты на сооружение ГПП, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma ГПП} = K_m + K_B = 15000 + 21764,402 = 36764,402 \quad (6.73)$$

Суммарные капитальные затраты по 2 варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma Л} + K_{\Sigma ГПП} = 53861,492 + 36764,402 = 90625,894 \quad (6.74)$$

3) Ежегодные издержки

Амортизационные отчисления

$$\begin{aligned} I_{a\Sigma} &= I_{aЛ} + I_{aВ} + I_{aВ} + I_{aТ} = & (6.75) \\ &= \frac{1}{T_{\text{пн л}}} \cdot K_{\text{л}} + \frac{1}{T_{\text{пн в}}} \cdot K_{\text{в}} + \frac{1}{T_{\text{пн в}}} \cdot K_{\text{в}} + \frac{1}{T_{\text{пн т}}} \cdot K_{\text{т}} = \\ &= \frac{1}{12,5} \cdot 32097,09 + \frac{1}{17,5} \cdot 21764,402 + \frac{1}{17,5} \cdot 21764,402 + \frac{1}{17,5} \cdot 15000 \\ &= 5912,27 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Расходы на ремонт и обслуживание, тыс. руб.,

$$\begin{aligned} I_{m\Sigma} &= I_{mЛ} + I_{mВ} + I_{mВ} + I_{mТ} = & (6.76) \\ &= p_{\text{ар.л}} \cdot K_{\text{л}} + p_{\text{ар.в}} \cdot K_{\text{в}} + p_{\text{ар.в}} \cdot K_{\text{в}} + p_{\text{ар.т}} \cdot K_{\text{т}} = \\ &= 0,152 \cdot 32097,09 + 0,204 \cdot 21764,402 + 0,204 \cdot 21764,402 + 0,204 \cdot 15000 \\ &= 16818,63 \end{aligned}$$

Стоимость потерь электроэнергии. Годовые потери активной мощности в линиях, кВт,

$$\Delta P_{\text{л}} = R \frac{S_P^2}{U^2} = \frac{r_0 l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_P^2}{U^2} \cdot 10^3 = \frac{0,7774 \cdot 15}{2} \cdot \frac{7382,3^2}{110^2} = 26,26 \quad (6.77)$$

Годовые потери энергии в линиях

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \tau_{\text{max}} = 26,26 \cdot 2052,08 = 53887,62 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (6.78)$$

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

$$\Delta W_m = n \cdot \Delta P_{xx} T_B + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \left(\frac{S_p}{S_{Hm}} \right)^2 \tau_{max} = \quad (6.79)$$

$$= 2 \cdot 11,5 \cdot 4000 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot \left(\frac{7382,3}{6300} \right)^2 \cdot 2052,08 = 153989,6 \quad (6.80)$$

Стоимость годовых потерь в линиях и трансформаторах, тыс. руб.,

$$I_{э\sigma} = I_э \cdot \Delta W_\sigma = I_э (\Delta W_\lambda + \Delta W_m) = \quad (6.81)$$

$$= 1,93 \cdot (53887,62 + 153989,6) = 401,203$$

Суммарные ежегодные издержки, тыс. руб.,

$$I_\sigma = 5912,27 + 401,203 + 16818,63 = 23132,103 \quad (6.82)$$

Приведенные затраты по 2 варианту, тыс. руб./год,

$$Z_{\sigma 1} = E_H K_\sigma + I_\sigma = 0,06 \cdot 90625,894 + 23132,103 = 26569,7 \quad (6.83)$$

Для наглядного сравнения сведем результаты расчета в таблицу 10.

Таблица 10 – Итоговая таблица экономического сравнения вариантов

Наименование показателя	Варианты	
	35 кВ	110 кВ
Капитальные затраты К, тыс. руб.	45072,14	90625,894
Ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, тыс. руб	10810,6	22729,9
Потери энергии, ΔW , тыс. кВт·ч/год	427919,49	207877,22
Стоимость годовых потерь электроэнергии, $I_э$, тыс. руб.	907,189	401,203
Приведенные затраты, Z , тыс. руб./год	14442,119	26569,7

Из таблицы видно, что наиболее выгодным по приведенным затратам является 1 вариант (с СН1), который на 54,35% дешевле 2 варианта (с ВН).

7. Проектирование системы внутреннего электроснабжения промышленного предприятия

Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов будем производить с учетом категоричности цехов. Для потребителей третьей категории примем коэффициент загрузки 0,98 – 1,0, для потребителей второй категории – 0,85 – 0,95, для потребителей первой категории – 0,8 – 0,85. Питание потребителей первой категории будет обеспечено минимум от двухтрансформаторной подстанции. Для потребителей второй категории также примем питание минимум от двухтрансформаторной подстанции. Для потребителей третьей категории допускается питание от однострансформаторной подстанции. При значительных нагрузках допускается применять двухтрансформаторные подстанции для питания потребителей третьей категории [14].

Основываясь на расположение цехов согласно генеральному плану (рис. 1), величине нагрузки, категоричности цехов, группе по пожароопасной и взрывоопасной зоне (табл. 1), примем следующие положения:

- установим РП 10 кВ в цех №20, в котором размещён синхронный двигатель;

- питание будет осуществляться по магистральным линиям, при этом потребители первой категории должны стоять в магистрали первыми;

- для уменьшения складского резерва цеховых трансформаторов будем выбирать цеховые трансформаторы до двух-трех различных типов-размеров;

- электроснабжение освещения территории промышленного предприятия будет осуществляться от цеховых трансформаторных подстанций, при этом территория будет поделена примерно на четыре равные части, питание каждой части будет осуществляться от трансформаторных подстанций, размещающейся в данной части территории предприятия.

Осветительная нагрузка территории предприятия, кВт,

$$P_{po}^{тер} = k_{co} P_{уд} S_{тер} = 0,8 \cdot 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 193740 = 23,25, \quad (6.1)$$

где k_{co} – коэффициент спроса осветительной нагрузки территории, о.е.;

$P_{уд}$ – удельная мощность осветительной нагрузки территории промышленного предприятия (0,09-0,25 (шевченко уч.)), кВт/м²;

$S_{тер}$ – площадь предприятия без учета площади цехов, м².

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 11. Реактивная мощность рассчитана по формуле из п.2, коэффициент мощности осветительной нагрузки $\cos\varphi = 0,95$ [2].

Таблица 11 – Осветительная нагрузка территории предприятия

Часть территории	Доля части территории от общей площади, %	Расчетная активная нагрузка, кВт	Расчетная реактивная нагрузка, квар
С-3	24,53	5,703	2,04

С-В	21,85	5,079	1,82
Ю-3	23,62	5,5	1,97
Ю-В	30,01	6,98	2,5
Итого	100	23,25	8,33

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 [3].

Суммарную расчётную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2. Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчётная мощность НБК, квар:

$$Q_{\text{НБК}} = Q_{\text{НБК1}} + Q_{\text{НБК2}}, \quad (6.2)$$

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

8. Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

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

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{S_{\text{р}}}{F}, \quad (6.3)$$

где $S_{\text{р}}$ – расчётная нагрузка цеха, кВА;

F – площадь цеха, м².

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

$$N_{\text{min}} = \frac{P_{\text{ср}}}{(K_3 \cdot S_{\text{ном.т}})} + \Delta N, \quad (6.4)$$

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

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

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

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

$$N_{\text{опт}} = N_{\min} + m \quad (6.5)$$

где m – дополнительно установленные трансформаторы, шт.

При удельной плотности более 0,2... 0,3 кВ·А/м² и суммарной нагрузке более 3 000... 4 000 кВ·А целесообразно применять цеховые трансформаторы мощностью соответственно 1 600...2 500 кВ·А. При удельной плотности и суммарной нагрузке ниже указанных значений наиболее экономичны трансформаторы мощностью 250–1 000 кВА.

Результаты расчёта для цехов представлены в таблице 12 и 13.

Таблица 12 – Результаты расчета количества трансформаторов в цехах

№ТП	Потребители	Место расположения	$\sigma_{\text{н}}$, кВА/м ²	ΔN	N_{\min} , шт	m	$N_{\text{опт}}$, шт
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1, ТП-2	Цех №3,1,5,6	Цех №1	0,086	0,1105	3,889	0	4
ТП-3	Цех №2,4,7,9	Цех №2	0,043	0,0311	1,969	0	2
ТП-4	Цех №23,21,19,8,10,11	Цех №23	0,077	0,268	1,732	0	2
ТП-5, ТП-6	Цех №12,14,18	Цех №12	0,181	0,178	3,822	0	4
ТП-7	Цех №15,16,17,13,24,25,26	Цех №15	0,197	0,2547	1,745	0	2
ТП-8	Цех №20,22,31,32,33,34	Цех №20	0,212	0,389	1,611	0	2
ТП-9, ТП-10	Цех №28,27,29,30	Цех №28	0,113	0,236	3,764	0	4

Таблица 13 – Выбор цеховых трансформаторов

№ТП	F , м ²	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	$S_{\text{ном.т}}$, кВА	K_z , о.е	$N_{\text{опт}}$, шт	Тип трансформатора
ТП-1, ТП-2	21680	1322,5	1313,02	1870,28	400	0,85	4	ТСЗ-400/10
ТП-3	19830	669,4	513,8	843,9	400	0,75	2	ТСЗ-400/10
ТП-4	9575	585,2	440,4	732,4	400	0,85	2	ТСЗ-400/10
ТП-5, ТП-6	8725	1146,5	1081,1	1575,8	400	0,75	4	ТСЗ-400/10
ТП-7	3330	523,6	394,8	655,8	400	0,75	2	ТСЗ-400/10
ТП-8	4570	761,4	602,1	970,7	630	0,75	2	ТСЗ-630/10

ТП-9, ТП-10	23550	2015,7	1722,1	2651,2	630	0,85	4	ТСЗ- 630/10
----------------	-------	--------	--------	--------	-----	------	---	----------------

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициент загрузки, о.е:

$$K_3 = \frac{P_p}{n_T \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{1322,5}{2 \cdot 400} = 0,83. \quad (6.6)$$

Значения коэффициентов загрузки сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – 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
K_3 , о.е.	0,83	0,84	0,74	0,78	0,66	0,61	0,80

9. Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

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

$$Q_{\text{maxT}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2}. \quad (6.7)$$

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

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{maxT}}. \quad (6.8)$$

Дополнительная мощность $Q_{\text{нк2}}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, квар:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}}. \quad (6.9)$$

где γ расчётный коэффициент, зависящий от расчётных параметров $K_{p1} = 15$ (Сибирь, количество рабочих смен – 2) и $K_{p2} = 2$ (длина участка до первого трансформатора менее 1 км) и схемы питания цеховой ТП [2].

Так как $Q_{\text{нк2}} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{\text{нк2}}$ принимается равной нулю. Расчётную мощность НБК $Q_{\text{нк}}$ округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок [2].

Результаты расчёта компенсации реактивной мощности для остальных цехов представлены в таблице 15. Если в расчётах окажется, что $Q_{\text{нк1}} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая $Q_{\text{нк1}}$ будет равна нулю).

Таблица 15 – Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

№ТП	$Q_{\max T}$, квар	$Q_{\text{нк1}}$, квар	$Q_{\text{нк2}}$, квар	$Q_{\text{нк}}^{\text{расч}}$, квар	$Q_{\text{нк стандарт}}$, квар	Кол-во, шт	$Q_{\text{нк}}$, квар	Тип НБК
ТП-1, ТП-2	317,42	995,6	0	995,6	500	2	1000	УКМ 58- 0,4-500- 50-4 УЗ
ТП-3	119,4	389,25	0	389,25	200	2	400	УКМ 58- 0,4-200 УЗ
ТП-4	113,43	321,01	0	321,01	200	2	400	УКМ 58- 0,4-200 УЗ
ТП-5, ТП-6	731,6	343,66	0	343,66	200	2	400	УКМ 58- 0,4-200 УЗ
ТП-7	293,01	104,17	0	104,17	75	2	150	УКМ 58- 0,4-75 УЗ
ТП-8	559,73	-154,68	0	0	-	-	-	-
ТП-9, ТП-10	724,57	995,79	0	995,79	500	2	1000	УКМ 58- 0,4-500- 50-4 УЗ

Установка дополнительных НБК не требуется.

10. Выбор высоковольтных конденсаторных батарей

Если представить предприятие как узел сети 6,10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и источники реактивной мощности, то баланс реактивной мощности в узле 6,10 кВ предприятия имеет вид,

$$Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{\text{ТПП}} - Q_{\text{вк}} - Q_{\text{нк.факт}} - Q_{\text{сд\Sigma}} - Q_{\text{э}} = 0 \quad (6.10)$$

где $Q_{p\Sigma}$ – расчётная реактивная мощность завода, отнесённая к шинам 6,10 кВ ГПП (см. п.3), квар;

$\Delta Q_{\text{ТПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП (см. п.3), квар;

$Q_{\text{вк}}$ – суммарная реактивная мощность, выдаваемая высоковольтными конденсаторными батареями, квар;

$Q_{\text{нк.факт}}$ – реактивная мощность выдаваемая фактически установленными НБК (см. табл.6.4), квар;

$Q_{\text{сд\Sigma}}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая синхронными двигателями, квар;

$Q_{\text{э}}$ – экономически оптимальная реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой (см. п.3), квар.

Реактивная мощность СД, которую экономически целесообразно использовать, квар,

$$Q_{\text{сд.э}} = \alpha_{\text{м}} \sqrt{P_{\text{ном.сд}}^2 + Q_{\text{ном.}}^2}, \quad (6.11)$$

где $\alpha_{\text{м}}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД (определяется по номограмме)[51, рис.6.2];

$P_{\text{ном.сд}}$ – номинальная активная мощность установленных СД, кВт;

$Q_{\text{ном.сд}}$ – номинальная реактивная мощность установленных СД, квар.

Выбираем синхронные двигатели СДН [16].

Таблица 16 – Характеристики синхронных двигателей

Тип СД	P, кВт	U _{ном} , кВ	n _{ном} , об/мин	cosφ	КПД, %	Q, квар
СДН 14-59-6У3	1000	10	1000	0,9	94	435,9

$$Q_{\text{сд.э2}} = 0,5 \cdot \sqrt{1000^2 + 435,9^2} = 545,44 \text{ квар}$$

Суммарная реактивная мощность вырабатываемая всеми СД, квар,

$$Q_{\text{сд}\Sigma} = n_{\text{д}} \cdot Q_{\text{сд.э}}, \quad (6.12)$$

где $n_{\text{д}}$ – количество установленных СД, шт.

$$Q_{\text{сд}\Sigma 2} = 2 \cdot 545,44 = 899,94 \text{ квар.}$$

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

$$Q_{\text{вк}} = Q_{\text{р}\Sigma} + \Delta Q_{\text{тгпп}} - Q_{\text{нк.факт}} - Q_{\text{сд}\Sigma} - Q_{\text{э}}, \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{вк2}} = 1356,98 + 712,33 - 0 - 899,94 - 2302,511 = -1133,141 \text{ квар} < 0.$$

Так как расчётная суммарная мощность ВКБ получилась отрицательной, то установка ВКБ не требуется. Так же не требуется использовать синхронные двигатели в качестве синхронного генератора.

11. Расчет потерь мощности в трансформаторах

Для расчета выбора кабелей, питающих цеховые подстанции, требуется определить потери мощности в трансформаторах, которые состоят из нагрузочных потерь, зависящих от фактической загрузки, и потерь холостого хода.

Расчет проведем на примере ТПЗ.

Потери активной мощности, кВт

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{тр}} &= \Delta P_x \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{1}{n} \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}} \right)^2 = \\ &= 1,3 \cdot 2 + 5,4 \cdot \frac{1}{2} \left(\frac{699,552}{400} \right)^2 = 10,16 \end{aligned} \quad (8.1)$$

где n – одинаковых параллельно работающих трансформаторов на подстанции;

ΔP_x – потери активной мощности хх, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери активной мощности короткого замыкания кВт;

S_{ϕ} – фактическая нагрузка трансформатора, кВА,

$$\begin{aligned} S_{\phi} &= \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{нбкф}})^2} = \\ &= \sqrt{699,36^2 + (389,25 - 400)^2} = 699,552 \end{aligned} \quad (8.2)$$

Потери реактивной мощности, квар

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{тр}} &= \Delta Q_x \cdot n + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \frac{1}{n} \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}} \right)^2 = \frac{S_{\text{н.тр}} \cdot I_x}{100} \cdot n + \frac{S_{\text{н.тр}} \cdot U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{1}{n} \left(\frac{S_{\phi}}{S_{\text{н.тр}}} \right)^2 \\ &= \\ &= \frac{400 \cdot 3}{100} \cdot 2 + \frac{400 \cdot 5,5}{100} \cdot \frac{1}{2} \left(\frac{699,552}{400} \right)^2 = 44,77 \end{aligned} \quad (8.3)$$

где ΔQ_x – реактивные потери мощности хх, квар;

$\Delta Q_{\text{кз}}$ – реактивные потери мощности короткого замыкания, квар;

I_x – ток холостого хода, %;

$U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Аналогично рассчитываем потери в каждом ТПЦ, все результаты сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет потерь в цеховых трансформаторах

№ТП	$S_{\text{н.тр}}$, кВА	$\Delta P_{\text{тр}}$ (для одной ТП), кВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$ (для одной ТП), квар
1	400	19,96	108,12
2-3	400	10,16	44,77
4-5	400	8,56	40,63
6	400	16,32	93,29
7	400	7,26	37,26
8	630	16,89	50,51

9	630	54,49	187,68
---	-----	-------	--------

12. Выбор кабельных линий

Выбор кабельных линий будет осуществляться по экономической плотности тока

В качестве примера произведем выбор кабеля (10 кВ) для участка: ГПП – ТП1. Для бесперебойного питания используем две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 300 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме рассчитывается по следующей формуле, А,

$$I_p = \frac{\sqrt{(P_p^H + \Delta P_T)^2 + (Q_p^H + \Delta Q_T)^2}}{n_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \quad (9.1)$$

$$= \frac{\sqrt{(1322,44 + 19,96)^2 + (313,023 + 108,12)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 40,61$$

где P_p^H - расчетная активная составляющая нагрузки на шинах 0,4 кВ, кВт;

ΔP_T – потери активной мощности (таблица 14), кВт;

n_k – число питающих кабельных линий;

Q_p^H – расчетная реактивная составляющая нагрузки на шинах 0,4 кВ с учетом компенсации реактивной мощности, квар

$$Q_p^H = Q_p - Q_{нк\ факт} = 1313,023 - 1000 = 313,023 \text{ квар} \quad (9.2)$$

Ток при аварийном режиме работы, А,

$$I_{pa} = \frac{\sqrt{(P_p^H + \Delta P_T)^2 + (Q_p^H + \Delta Q_T)^2}}{n_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \quad (9.3)$$

$$= \frac{\sqrt{(1322,44 + 19,96)^2 + (313,023 + 108,12)^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 81,23$$

Расчётное сечение жилы кабеля

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{40,61}{1,6} = 22,89 \text{ мм}^2 \quad (9.4)$$

Ближайшее стандартное сечение – 35 мм². Используется кабель алюминиевый с изоляцией из сшитого полиэтилена с величиной длительно допустимого тока $I_{\text{доп}} = 126 \text{ А}$ [26].

После проверяется, может ли кабель с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}$, обеспечить прохождение по линии максимального расчетного тока по условию нагрева.

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{р.мах}}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} \quad (9.6)$$

$$126 \geq \frac{81,23}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,23} = 73,38 \text{ А}$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий влияние температуры окружающей среды; при условной температуре окружающей среды +25°C и нормированной температуре жил +50°C $k_1 = 1,00$ [1, табл. 1.3.3];

k_2 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле; при расстоянии между кабелями 300 мм и количестве кабелей, равном 3, $k_2 = 0,9$ [1, табл. 1.3.26];

k_3 – коэффициент, который учитывает фактическое удельное тепловое сопротивление земли; $k_3 = 1,23$ [1, табл. 1.3.23].

Сечение жил линий, которые могут работать в послеаварийном режиме с перегрузкой

$$k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.мах}}/k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \quad (9.7)$$

$$1,1 \cdot 126 = 138,6 \text{ А} \geq \frac{81,23}{1 \cdot 0,93 \cdot 0,98} = 73,38 \text{ А}$$

где $k_{\text{пер}}$ – кратность перегрузки, допускаемая согласно ПУЭ не более 10% для кабелей с полиэтиленовой изоляцией [1, 1.3.6].

По термической стойкости кабельная линия будет проверена после расчета токов короткого замыкания.

Потерю напряжения в линиях напряжением до 35 кВ определяют по формуле

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cos \varphi + x_{\text{уд}} \sin \varphi) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 40,61 \cdot 0,098 \cdot (0,524 \cdot 0,71 + 0,109 \cdot 0,71) = 3,1 \text{ В} \end{aligned} \quad (9.9)$$

Так как абсолютное значение, найденное по формуле выше, не дает возможности в полной мере судить о допустимости потерь напряжения, его следует выразить в процентах по отношению к номинальному напряжению.

					<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>		53

Тогда потеря напряжения

$$\Delta U_{\text{НОМ}} \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = 0,031 \% \quad (9.10)$$

Получившееся значение входит в допустимые пределы.

Аналогично выбираем кабели для других участков, все результаты сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Выбор кабельных линий 10 кВ

Уча- сток	S _p , кВА	n	I _p , А	I _{pmax} , А	I _{доп} , А	FCT, мм2	l, км	R, Ом	X, Ом	Марка кабеля	ΔU _{нр} , %	ΔU _{п/ав} , %
ГПП- ТП-1	1600	2	40,61	81,22	126	35	0,098	0,051352	0,010682	АПвП 3×35/16	0,030856	0,061712
ТП- ТП-2	800	2	20,30	40,61	126	35	0,074	0,038776	0,008066	АПвП 3×35/16	0,013264	0,026529
ГПП- ТП-3	800	2	20,11	40,22	126	35	0,201	0,105324	0,021909	АПвП 3×35/16	0,033753	0,067505
ГПП- ТП-4	800	2	17,39	34,78	126	35	0,183	0,095892	0,019947	АПвП 3×35/16	0,026803	0,053606
ГПП- ТП-5	1600	2	40,23	80,47	126	35	0,025	0,0131	0,002725	АПвП 3×35/16	0,007945	0,01589
ТП5- ТП-6	800	2	20,11	40,23	126	35	0,037	0,019388	0,004033	АПвП 3×35/16	0,005892	0,011784
ГПП- ТП-7	800	2	17,38	34,77	126	35	0,078	0,040872	0,008502	АПвП 3×35/16	0,011368	0,022736
ГПП- РП-1	2380	2	68,70	137,40	156	50	0,177	0,068499	0,036108	АПвП 3×50/16	0,090592	0,181184
РП-1- ТП-8	1260	2	29,25	58,50	126	35	0,0265	0,013886	0,002889	АПвП 3×35/16	0,006404	0,012808
ГПП- ТП-9	2520	2	65,25	130,51	156	50	0,198	0,06336	0,018216	АПвП 3×50/16	0,067825	0,135651
ТП-9- ТП10	1260	2	32,62	65,25	126	35	0,022	0,008514	0,004488	АПвП 3×35/16	0,005305	0,010611

Таблица 19 – Выбор кабельных линий 0,4 кВ

Участок	S _p , кВА	n	I _p , А	I _{pmax} , А	I _{доп} , А	FCT мм2	l, км	R, Ом	X, Ом	Марка ка- беля	ΔU _{нр} , %	ΔU _{п/ав} , %
РУ-1-РУ-2	804,34	6	193,50	232,20	337	240	0,007	0,0009	0,0004	АВВГ 4×240	0,036	0,044
РУ-1-РУ-3	35,91	2	25,92	51,84	123	35	0,034	0,0312	0,0021	АВВГ 4×35	0,024	0,048
РУ-1-РУ-4	644,28	4	232,49	309,98	337	240	0,06	0,0079	0,0035	АВВГ 4×240	0,354	0,472
РУ-5-РУ-6	305,99	4	110,41	147,22	199	95	0,0095	0,0032	0,00057	АВВГ 4×95	0,027	0,036
РУ-5-РУ-7	76,49	2	55,20	110,40	132	50	0,063	0,0403	0,0039	АВВГ 4×50	0,094	0,188
РУ-5-РУ-8	223,23	4	80,55	107,40	199	95	0,101	0,0343	0,0060	АВВГ 4×95	0,21	0,282
РУ-9-РУ-10	30,82	2	22,25	44,50	123	35	0,032	0,0294	0,0020	АВВГ 4×35	0,019	0,039

РУ-9-РУ-11	42,80	2	30,89	61,79	123	35	0,101	0,0929	0,0064	АВВГ 4×35	0,08	0,172
РУ-9-РУ-12	318,33	4	114,87	153,16	199	95	0,043	0,0146	0,0025	АВВГ 4×95	0,12	0,171
РУ-9-РУ-13	30,21	2	21,81	43,62	123	35	0,059	0,0542	0,0037	АВВГ 4×35	0,035	0,070
РУ-9-РУ-14	52,09	2	37,60	75,20	123	35	0,078	0,0717	0,0049	АВВГ 4×35	0,080	0,161
РУ-15-РУ-16	122,35	4	44,15	58,87	123	35	0,052	0,0478	0,0033	АВВГ 4×35	0,063	0,084
РУ-15-РУ-17	174,60	4	63,01	84,01	132	50	0,138	0,0883	0,0086	АВВГ 4×50	0,235	0,31
РУ-18-РУ-19	90,66	4	32,72	43,62	123	35	0,027	0,0248	0,0017	АВВГ 4×35	0,024	0,03
РУ-18-РУ-20	85,56	2	61,75	123,51	132	50	0,052	0,0332	0,0032	АВВГ 4×50	0,086	0,173
РУ-18-РУ-21	82,231	2	59,35	118,70	132	50	0,046	0,0294	0,0028	АВВГ 4×50	0,073	0,14
РУ-18-РУ-22	99,48	2	71,80	143,60	199	95	0,064	0,0217	0,0038	АВВГ 4×95	0,119	0,239
РУ-18-РУ-23	16,40	2	11,84	23,67	123	35	0,134	0,1232	0,0085	АВВГ 4×35	0,043	0,08
РУ-18-РУ-24	21,72	2	15,68	31,36	123	35	0,154	0,1416	0,0098	АВВГ 4×35	0,066	0,13
РУ-25-РУ-26	132,93	4	47,97	63,96	123	35	0,034	0,0312	0,0021	АВВГ 4×35	0,044	0,059
РУ-25-РУ-27	259,26	4	93,56	124,74	199	95	0,054	0,0183	0,0032	АВВГ 4×95	0,131	0,175
РУ-25-РУ-28	143,38	4	51,74	68,99	132	50	0,084	0,0537	0,0052	АВВГ 4×50	0,117	0,156
РУ-25-РУ-29	146,15	4	52,74	70,32	132	50	0,109	0,0697	0,0068	АВВГ 4×50	0,155	0,207
РУ-25-РУ-30	60,21	2	43,45	86,91	123	35	0,058	0,0533	0,0036	АВВГ 4×35	0,069	0,139
РУ-31-РУ-32	686,55	6	165,16	198,19	337	240	0,027	0,0035	0,0015	АВВГ 4×240	0,113	0,136
РУ-31-РУ-33	686,55	6	165,16	198,19	337	240	0,0675	0,0089	0,0039	АВВГ 4×240	0,283	0,34
РУ-31-РУ-34	91,05	2	65,71	131,43	132	50	0,021	0,0134	0,0013	АВВГ 4×50	0,037	0,07
РУ-31-РУ-35	756,98	6	182,10	218,52	337	240	0,067	0,0088	0,0039	АВВГ 4×240	0,310	0,37

13. Расчет токов короткого замыкания

Для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок на термическую и электродинамическую устойчивость, а так же для выбора уставок срабатывания защит, и проверки их на чувствительность срабатывания, требуется расчет токов короткого замыкания.

Для этого выбирается расчетная схема электроустановки, по которой составляют схему замещения (рисунок 6). В такой схеме все магнитные связи заменены электрическими, а все элементы системы представлены в виде сопротивлений. После этого определяют параметры схемы замещения, выполняют её преобразование и находят токи КЗ. Токи короткого замыкания рассчитаны в программе Mathcad 18, все результаты сведены в таблицу 20.

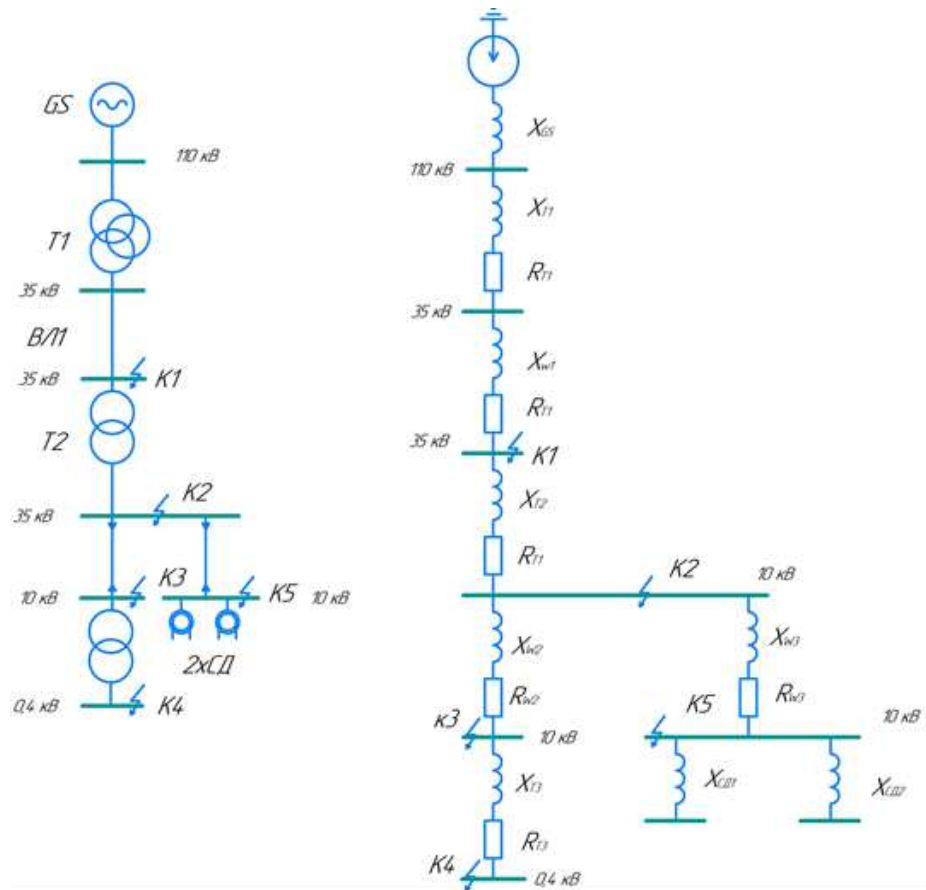


Рисунок 6 – схема замещения

Таблица 20 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	U_6 , кВ	$I_{по}$, кА	i_y , кА
К1	37	3,697	9,412
К2	10,5	6,106	15,53
К3	10,5	5,592	14,998
К4	10,5	6,092	15,508
К5	0,4	9,741	144,9

14. Выбор оборудования

14.1 Выбора выключателей и разъединителей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах работы, а именно при длительной нагрузке, перегрузке, коротком замыкании, холостом ходе, несинхронной работе.

Поэтому условия выбора выключателя такие:

- 1) По напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) По длительному току $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) По отключающей способности $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$;
- 4) По электродинамической устойчивости к токам КЗ $i_y \leq i_{пр.СКВ}$;

5) По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

Разъединитель проверяется по тем же условиям, только исключается условие проверки по отключающей способности [1, 1.4.22].

14.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН в цепи трансформатора ТМН-6300/35

Перед выбором выключателей и разъединителей требуется определить номинальные и рабочие максимальные токи, проходящие через трансформаторы.

Токи через трансформаторы, А,

$$I_{\text{НОМНН}} = k_3 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} = 0,7 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 72,746 \quad (11.1)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = k_3^{\text{п/ав}} \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,492 \quad (11.2)$$

где k_3 , $k_3^{\text{п/ав}}$ – коэффициенты загрузки и аварийной перегрузки трансформатора, о.е.;

$S_{\text{НОМ.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{НОМВН}}$ – напряжение на стороне ВН, кВ.

Выбираем к установке вакуумный выключатель ВБЭТ–35/630 УХЛ1 [1].

Проверка:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}} \quad (11.3)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение сети, где будет установлен выключатель, кВ;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение выключателя (по каталогу), кВ.

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{НОМ}} \quad (11.4)$$

$$145,462 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток выключателя (по каталогу).

По отключающей способности

					ДП-13.03.02.07	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57

$$I_{пт} \leq I_{откл.ном} \quad (11.5)$$

$$3,697 \text{ кА} < 25 \text{ кА}$$

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

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

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{пр.скв} \quad (11.6)$$

$$9,412 \text{ кА} < 63 \text{ кА}$$

где i_y – ударный ток КЗ, кА;

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

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (11.7)$$

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,697^2 \cdot (0,06 + 0,1 + 0,02) = 2,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где B_k – тепловой импульс тока по расчету, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

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

t_T – время термической стойкости выключателя при протекании тока I , с;

$t_{откл}$ – время отключения выключателей, с [24, стр. 155];

T_a – время затухания апериодической составляющей, с [24, табл. 3.6].

Выключатель удовлетворяют всем условиям проверки.

Также выберем разъединитель РГП - 35/1000 УХЛ1 [20].

Проверка:

По напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (11.8)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

По длительному току

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном} \quad (11.9)$$

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		58

$$145,492 \text{ A} < 1000 \text{ A}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (11.10)$$

$$9,412 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (11.11)$$

$$2,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Разъединитель удовлетворяют всем условиям проверки.

14.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН в цепи трансформатора ТМН-6300/35

Ток нормального и послеаварийного режимов работы трансформатора, на стороне НН подстанции, А,

$$I_{\text{НОМВН}} = k_3 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}} = 0,7 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 254,611 \quad (11.12)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = k_3^{\text{п/ав}} \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,223 \quad (11.13)$$

На сторону 10 кВ устанавливаем КРУ-СЭЩ-63 ОАО «Электроцит Самара». [21]

Проверка:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}} \quad (11.14)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

По длительному току

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		59

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}} \quad (11.15)$$

$$509,223 \text{ A} < 1000 \text{ A}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (11.16)$$

$$15,543 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (11.17)$$

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 6,106^2 \cdot (0,3 + 0,1) = 14,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

В данной ячейке выключатели (ВВМ-СЭЩ-3-10-20/630 [<https://forca.ru/v/vvu-sesh-p3-10-20-1000.html>]) и разъединители штепсельного (втычного) типа уже встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ-63 и так же удовлетворяют всем требованиям.

14.1.3 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН в цепи кабельных линий

Выбор оборудования в цепи КЛ будем производить по наиболее нагруженной линии(ГПП-ТП9).

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{2260,605}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 65,26 \text{ A} \quad (11.18)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{14117,647}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 130,5 \text{ A} \quad (11.19)$$

Выбираем ячейку КРУ-СЭЩ-63

Проверка:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (11.20)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

По длительному току

					ДП-13.03.02.07	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		60

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}} \quad (11.21)$$

$$130,5 \text{ A} < 630 \text{ A}$$

По отключающей способности

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (11.22)$$

$$6,106 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (11.23)$$

$$15,543 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (11.24)$$

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 6,106^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,03) = 6,711 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

В данной ячейке выключатели (ВВМ-СЭЩ-3-10-20/630 []) и разъединители штепсельного (втычного) типа уже встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ-63 и так же удовлетворяют всем требованиям.

14.1.4 Выбор секционного выключателя секций шин 10 кВ ГПП

Расчёт наибольшего рабочего тока будем производить из условия, что нагрузка по секциям шин 10 кВ ГПП распределена равномерно. Тогда можно принять, что наибольший рабочий ток через секционный выключатель будет равен половине наибольшего рабочего тока через выключатель, установленный на стороне НН (п. 10.1.2).

Выбираем секционный выключатель ВВМ-СЭЩ-3-10-20/630 [52]. Так как все параметры секционного выключателя, кроме номинального тока, не отличаются от параметров выключателя, установленных на

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		61

стороне НН трансформатора ГПП, и параметры тока КЗ для проверки выключателя одни и те же – точка К2, то проверка секционного выключателя повторяет проверку выключателя на стороне НН трансформатора ГПП.

Таблица 21 – Проверка условий выбора секционного выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель ВВМ-СЭЩ-1-20/630	Результат
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$10 = 10$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 509,223$ А	$I_{ном} = 630$ А	$509,223 \leq 630$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 6,106$ кА	$I_{откл.ном} = 20$ кА	$6,106 \leq 20$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 15,543$ кА	$i_{пр.скв} = 50$ кА	$15,543 \leq 50$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 6,106^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,03)$ $= 6,711$ кА ² · с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3$ $= 1200$ кА ² · с	$6,711 \leq 1200$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

14.1.5 Выбор выключателей на РП 10 кВ

Выбор выключателей на отходящих линиях от РП 10 кВ и секционных выключателей РП 10 кВ производится аналогично выбору выключателей на отходящих линиях и секционного выключателя соответственно на системе шин 10 кВ ГПП.

Примем к установке вакуумный выключатель ВВР-10-20/630А УХЛ2 [22]. Его технические характеристики представлены в таблице 21, а его проверка представлена в таблице 22.

Таблица 21 – Основные технические характеристики выключателя ВВР-10-20/630А УХЛ2

Номинальное напряжение	$U_{ном}$, кВ	10
Номинальный длительный ток	$I_{ном}$, А	630
Номинальный ток отключения, включения и электродинамической стойкости	$I_{отк,ном}$, кА	20

Сквозной ток КЗ (амплитуда) и наибольший пик тока включения	$i_{пр.скв.}, \text{кА}$	51
Собственное время отключения	$t_{с,в}, \text{с}$	0,03
Полное время отключения	$t_{п,в}, \text{с}$	0,05
Ток термической стойкости	$I_{тер}, \text{кА}$	20
Время термической стойкости	$t_{тер}, \text{с}$	3
Номинальное относительное содержание аperiodической составляющей	$\beta_n, \%$	40

Таблица 22 – Проверка номинального тока выключателей на отходящих линиях системы шин 10 кВ ГПП по длительному току.

Участок	пц, шт	$I_{раб.макс}, \text{А}$	$I_{ном}, \text{А}$	Условия выбора по длительному току $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
ТП1-ТП2	2	36,37	630	$69,282 \leq 630$
ТП5-ТП6	2	36,37	630	$46,188 \leq 630$
РП1-ТП8	2	72,75	630	$36,373 \leq 630$
ТП9-ТП10	2	72,75	630	$36,373 \leq 630$

Таблица 23 – Проверка условий выбора секционного выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель ВВЕ-СЭЦ-1-20/630	Результат
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 9,741 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$9,741 \leq 20$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 14,9 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$14,9 \leq 50$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 9,741^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,03)$ $= 17,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$17,08 \leq 1200$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

14.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Для преобразования первичного тока сети в стандартный ток вторичной цепи с целью подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики используются измерительные трансформаторы тока. Такое подключение позволяет использовать приборы с меньшими номинальными токами и напряжениями. Также ТТ необходимы для гальванической развязки цепей высокого и низкого напряжения для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

Условия выбора трансформатора тока:

1) По напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- 2) По длительному току $I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}$;
- 3) По электродинамической устойчивости КЗ $i_y \leq I_{\text{пр.скв}}$;
- 4) По термической устойчивости $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.
- 5) Вторичная нагрузка $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$.

14.2.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (35 кВ)

На стороне 35 кВ примем к установке трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-35-150/5 [39].. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (11.25)$$

$$35 = 35$$

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (11.26)$$

$$145,492 \text{ A} < 150 \text{ A}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (11.27)$$

$$9,412 \text{ кА} < 31,5 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (11.28)$$

$$1,777 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка по классу точности

$$r_2 \leq r_{2\text{ном}} \quad (11.29)$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} \quad (11.30)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов; $r_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов; $r_{\text{конт}}$ – переходное сопротивление контактов.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		64

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э351	0,5
Ваттметр	Д365	0,5
Варметр	Д365	0,5
Счетчик активной энергии	И680	2,5
Счетчик реактивной энергии	И673	2,5
Итого:		6,5

Суммарное сопротивление приборов, Ом,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \quad (11.31)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, которая потребляется приборами, кВА;

I_2 – вторичный номинальный ток трансформатора тока (1 или 5 А), А.

Чтобы измерительный трансформатор тока работал в требуемом классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом} \quad (11.32)$$

Для данной подстанции с номинальными напряжениями 35/10 кВ будет применен контрольный кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 48 м, трансформаторы соединены в полную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$.

Тогда сечение равно, мм²,

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 48}{0,44} = 5,35 \quad (11.33)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода; для алюминиевых проводов $\rho_{\text{ал}} = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

На основе расчетного сечения, принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечения 6 мм².

Тогда фактическое сопротивление проводов, Ом,

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 48}{6} = 0,3923 \quad (11.34)$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} = 0,26 + 0,3923 + 0,1 = 0,7523 \quad (11.35)$$

$$0,7523 < 0,8$$

					ДП-13.03.02.07	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		65

Данные трансформаторы тока удовлетворяют всем требованиям.

На вводы ВН устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВЛ-СЭЦ-35-150/5 [21]. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (11.25)$$

$$35 = 35$$

По длительному току

$$I_{раб.макс} \leq I_{1ном} \quad (11.26)$$

$$145,492 \text{ A} < 150 \text{ A}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{пр.скв} \quad (11.27)$$

$$9,412 \text{ кА} < 40 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (11.28)$$

$$1,777 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка по классу точности

$$r_2 \leq r_{2ном} \quad (11.29)$$

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} \quad (11.30)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов; $r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов; $r_{конт}$ – переходное сопротивление контактов.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э351	0,5
Ваттметр	Д365	0,5
Варметр	Д365	0,5
Счетчик активной энергии	И680	2,5

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		66

Счетчик реактивной энергии	И673	2,5
Итого:		6,5

Общее сопротивление приборов, Ом,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \quad (11.31)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, кВА;

I_2 – вторичный номинальный ток трансформатора тока (1 или 5 А), А.

Чтобы измерительный трансформатор тока работал в требуемом классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом} \quad (11.32)$$

Тогда сечение равно, мм²,

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 48}{0,44} = 5,35 \quad (11.33)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода; для алюминиевых проводов $\rho_{\text{ал}} = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечения 6 мм². Фактическое сопротивление проводов, Ом,

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 48}{6} = 0,3923 \quad (11.34)$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} = 0,26 + 0,408 + 0,1 = 0,7523 \quad (11.35)$$

$$0,7523 < 0,8$$

Данные трансформаторы тока удовлетворяют всем требованиям.

14.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне НН (10 кВ)

В высоковольтные вводы силовых трансформаторов ТМН 6300/35 на стороне НН устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВЛ–СЭЦ–10-500/5 [21]. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (11.36)$$

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

$$10 = 10$$

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (11.37)$$

$$309,223 \text{ A} \leq 500 \text{ A}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (11.38)$$

$$15,543 \text{ кА} < 40 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (11.39)$$

$$6,711 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка по классу точности

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э351	0,5
Ваттметр	Д365	0,5
Варметр	Д365	0,5
Итого:		1,5

Общее сопротивление приборов, Ом,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \quad (11.40)$$

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,06 - 0,1 = 0,64 \text{ Ом} \quad (11.41)$$

Сечение, мм²

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 48}{0,64} = 3,68 \quad (11.42)$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечения 4 мм².
Фактическое сопротивление проводов, Ом,

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 48}{4} = 0,588 \quad (11.43)$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} = 0,06 + 0,588 + 0,1 = 0,748 \quad (11.44)$$

$$0,74 < 0,8$$

Данные трансформаторы тока удовлетворяют всем требованиям.

В комплект КРУ–СЭЩ–63 в цепи трансформатора входят трансформаторы тока ТОЛ–СЭЩ–10-500/5 [21]. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (11.45)$$

$$10 = 10$$

По длительному току

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (11.46)$$

$$309,223 \text{ А} < 500 \text{ А}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} \quad (11.47)$$

$$15,543 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (11.48)$$

$$6,711 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

В комплект КРУ–СЭЩ–63 в цепи кабельных линий входят трансформаторы тока ТОЛ–СЭЩ–10-150/5. Ниже приведены условия выбора и проверки данных трансформаторов тока:

По напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (11.49)$$

$$10 = 10$$

По длительному току

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном} \quad (11.50)$$

$$130,5 \text{ A} < 150 \text{ A}$$

По электродинамической устойчивости к токам КЗ

$$i_y \leq i_{пр.скв} \quad (11.51)$$

$$14,998 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$$

По термической устойчивости к токам КЗ по тепловому импульсу

$$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (11.52)$$

$$6,249 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка по классу точности

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э351	0,5
Счетчик активной энергии	И680	2,5
Счетчик реактивной энергии	И673	2,5
Итого:		5,5

Общее сопротивление приборов, Ом,

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \quad (11.53)$$

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,22 - 0,1 = 0,48 \text{ Ом} \quad (11.54)$$

Сечение, мм²

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,48} = 0,511 \quad (11.55)$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечения 4 мм².
Фактическое сопротивление проводов, Ом,

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{4} = 0,061 \quad (11.56)$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} = 0,22 + 0,061 + 0,1 = 0,765 \quad (11.57)$$

$$0,381 < 0,8$$

14.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 100/√3 В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам,

- 1) По напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности $S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$.

К установке выбираем трансформаторы напряжения НАЛИ–35 [22] (на стороне ВН) и НАЛИ-10 [22] (встроенные в КРУ на стороне НН) с классом точности 0,5.

Проверка трансформаторы напряжения НАЛИ–35:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (11.58)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

Проверка трансформаторы напряжения НАЛИ–10:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (11.59)$$

10 кВ = 10 кВ

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы	Тип	Мощность одного обмотки, В·А	Число приборов	Число обмоток	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э350	3	9	1	27	0
Ваттметр	Д365	0,5	9	2	9	0
Счетчик активной энергии	И680	2,5	7	2	13,3	32,375
Счетчик реактивной энергии	И673	2,5	7	2	13,3	32,375
Варметр	Д365	1,5	9	2	27	0
Итого:					89,6	64,75

Полная мощность приборов, ВА

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum P_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{(89,6)^2 + (64,75)^2} = 110,547 \quad (11.60)$$

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}} \quad (11.61)$$

$$110,547 \text{ ВА} < 225 \text{ ВА}$$

14.4 Выбор токоведущих частей

14.4.1 Выбор сборных шин и ошинок на стороне ВН

Поскольку номинальное напряжение на стороне ВН равно 35 кВ, то в качестве токоведущих частей следует использовать гибкие шины, выполненные проводами АС. Сборные шины и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений не проверяются по экономической плотности тока [1, п. 1.3.28]. Таким образом, выбор сечения провода следует производить по допустимому току:

$$I_{\text{рабmax}} \leq I_{\text{доп}} \quad (14.1)$$

где $I_{\text{рабmax}} = 144,492 \text{ А}$; $I_{\text{доп}}$ — длительно допустимый ток, кА.

Выбираем провод марки АС 70/11 [26, табл. 7.35] со следующими параметрами:

$$I_{\text{доп}} = 260 \text{ А};$$

$$d_{\text{пр}} = 13,5 \text{ мм}.$$

$$122,55 < 260.$$

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [3, с. 238].

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \geq 20$ кА. Т.к. $3,697$ кА ≤ 20 кА, то проверка не требуется.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше [3, с.191].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,4218}} \right) = 36,29, \quad (14.2)$$

где m — коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$); r_0 — радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354 U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 37}{0,4218 \cdot \lg \frac{250}{0,4218}} = 11,2, \quad (14.3)$$

где U — линейное напряжение, кВ; D_{cp} — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см (принимается равным 250 см для напряжения 35 кВ и расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника).

Условие отсутствия короны:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (14.4)$$

где E — напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см; E_0 — максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см.

$$\begin{aligned} 1,07E &= 1,07 \cdot 11,2 = 11,984; \\ 0,9E_0 &= 0,9 \cdot 36,29 = 32,661; \\ 32,661 &> 11,984. \end{aligned}$$

Таким образом, провод АС 70/11 удовлетворяет всем условиям.

14.4.2 Выбор сборных шин и ошинок на стороне НН

В ячейке КРУ токоведущие части выполняются жесткими алюминиевыми шинами [3, с.175]. Выбор сечения шин производится по допустимому току:

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		73

$$I_{\text{рабmax}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (14.5)$$

где $I_{\text{рабmax}} = 509,223 \text{ А}$; $I_{\text{доп}}$ — допустимый ток шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя [1, п. 1.3.23].

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения со следующими параметрами:

Размер шины, мм: 40×5 ;

$$I_{\text{доп}} = 540 \text{ А} [11]$$

При расположении шин плашмя принятые по таблице значения допустимых токов должны быть уменьшены на 5 % для шин шириной полос до 60 мм, тогда $I'_{\text{доп}} = 513 \text{ А}$.

$$509,223 < 513.$$

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию:

$$q_{\text{min}} < q, \quad (14.6)$$

где q_{min} — минимальное сечение по термической стойкости, мм^2 ;
 $q = 40 \cdot 5 = 200$ — выбранное сечение, мм^2 .

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}} = \frac{\sqrt{6,711}}{90 \cdot 10^{-3}} = 28,784, \quad (14.7)$$

где $B_{\text{к}}$ — тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$; $C_{\text{т}}$ — функция, $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ (по [3, табл. 3.16] принимаем равной 90).

$13,74 < 200$ — условие выполняется.

Необходимо провести механический расчет выбранных двухполосных шин, чтобы убедиться, что напряжения в материале не будут превышать допустимые значения [3, с. 180].

Сила взаимодействия между полосами в пакете из двух полос, Н,

$$F^{(3)} = 1,76 \cdot k_{\text{ф}} \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-1} = 1,76 \cdot 0,73 \cdot \frac{15,543^2}{0,25} \cdot 0,75 \cdot 10^{-1} = 93,12,$$

где k_{ϕ} — коэффициент формы [2, рис. 4.7]; $i_{уд}$ — ударный ток, А; l — длина пролета (в КРУ принимаем равной ширине ячейки), м; a — расстояние между осями шин (в КРУ принимаем равным 0,25 м), м.

Момент сопротивления, $см^3$,

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33. \quad (14.8)$$

Расчетное напряжение $\sigma_{расч}$ при изгибе, МПа,

$$\sigma_{расч} = \frac{F^{(3)}l}{10W} = \frac{93,12 \cdot 0,75}{10 \cdot 1,33} = 5,25. \quad (14.9)$$

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}; \quad (14.10)$$

$$70 > 5,25.$$

Выбранные шины удовлетворяют всем условиям.

14.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов и типов электрооборудования. Подстанция в данном курсовом проекте выполнена по упрощенной схеме, без внедрения синхронных компенсаторов. Трансформаторы ТМН-6300/35 не снабжены электродвигателями для обдува. Следовательно, к потребителям собственных нужд относятся: обогрев приводов выключателей и разъединителей, шкафов КРУ, оперативные цепи, а также освещение подстанции. [3]

Для питания оперативных цепей ГПП примем постоянный оперативный ток, как принципиально более надежный. [28]

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

Определим нагрузку ТСН по [3] и параметрам выбранного оборудования и сведем полученные данные в таблицу № 17.1.

Таблица 29 – Нагрузка ТСН

Вид потребителя	Установленная мощность	$\cos \varphi$	Нагрузка	
	Единицы, кВт× кол-во		$P_{расч}$, кВт	Q , квар

Подогрев выключателей ВБЭТ-35	0,8×2	1	1,6	0
Подогрев шкафов КРУ-10 кВ	4×10	1	40	0
Подогрев приводов разъединителей	1×8	1	8	0
Освещение ОРУ 35 кВ	1×6	1	6	0
Отопление и освещение ОПУ	10×1	1	10	0
Освещение и вентиляция ЗРУ 10 кВ	10×1	1	10	0
Итого			75,6	0

Расчетная нагрузка определяется, кВ·А,

$$S_p = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (17.1)$$

$$S_p = 0,8 \cdot \sqrt{75,6^2 + 0^2} = 60,48 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

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

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

k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, в ориентировочных расчетах принимается равным 0,8 о.е. [3].

Мощность ТСН определяется так, кВ·А,

$$S_{ном.Т} = \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T} \quad (17.2)$$

$$S_{ном.Т} = \frac{60,48}{0,7 \cdot 2} = 43,2.$$

Ближайшее номинальное значение мощности соответствует трансформатору ТСЛ – 40/10 [43]. Паспортные данные этого трансформатора приведены в таблице №17.3.

Таблица 30 – Параметры трансформатора ТСЛ – 40/10[43]

$S_{ном}$, кВ·А	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	u_k , %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x %
40	10	0,4	4	0,23	0,78	3

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы,

$$k_3 = \frac{43,2}{2 \cdot 40} = 0,54.$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки (0,6–0,7)[3].
 Проверка по коэффициенту аварийной перегрузки,

$$k_{ав} = \frac{43,2}{(2 - 1) \cdot 40} = 1,08.$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,4.
 Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

14.6 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)

В качестве защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений используются ограничители перенапряжений.

В данном случае для защиты от кратковременных внутренних и атмосферных перенапряжений изоляции воздушных линий и трансформаторов, на сторонах высшего напряжения и низшего напряжения устанавливаем ограничители перенапряжений типа:

- 1) ОПН–П–35 УХЛ1 [25] – предназначены для защиты установок в сетях класса напряжения 35 кВ.
- 2) ОПН–П–10 УХЛ1 [26] – предназначены для защиты установок в сетях класса напряжения 10 кВ. Устанавливается в КРУ СЭЦ-63.

Таблица 31 – Выбор ОПН

Параметр	ОПН–П–35 УХЛ1	ОПН–П–10 УХЛ2
U _{ном} , кВ	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение U _{нр} , кВ	40,5	12,7
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	168	37

14.7 Выбор плавких предохранителей

В данном проекте для защиты измерительных трансформаторов напряжения и силовых трансформаторов применяются высоковольтные предохранители.

На напряжении ВН понижающих трансформаторов принимаем к установке предохранители типа ПК (с кварцевым наполнителем) по [3].

Предохранители для защиты трансформаторов выбирают:

1. по напряжению;
2. по номинальному току;
3. по отключающей способности;
4. по номинальному току плавкой вставки ($I_{в ном}$).

В качестве примера выберем предохранитель для трансформатора мощностью 1000 кВА.

Токи трансформатора при номинальном и аварийном режимах работы, А,

$$I_{ном\ ВН} = \frac{S_{ном\ Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном\ ВН}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,094 \quad (11.87)$$

$$I_{авар\ ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном\ Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном\ ВН}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,33 \quad (11.88)$$

Для трансформатора мощностью 630 кВА и его номинального тока на стороне 10 кВ определяем номинальный ток плавкой вставки предохранителя, он равен 100 А [27].

Выбираем предохранитель ПКТ-103-10-100-31,5-У3.

Напряжение установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (11.89)$$

$$10 = 10$$

Условие длительного нагрева

$$I_{раб.макс} \leq I_{1ном} \quad (11.90)$$

$$32,33\text{ А} < 50\text{ А}$$

Проверка по предельному (наибольшему) току отключения предохранителя

$$I_{пт} \leq I_{откл.ном} \quad (11.91)$$

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		78

$$5,892 \text{ кА} < 31,5 \text{ кА}$$

Предохранитель удовлетворяет всем требованиям.

Аналогично выбираются предохранители для трансформаторов мощностью 400, условия выбора приведены в таблице 25.

Таблица 32 – Проверка условий выбора предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные на трансформатор мощностью 400 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 630 кВА	Каталожные данные	
			ПКТ-103-10-100-31,5-У3	ПКТ-103-10-50-31,5-У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$	$I_{раб} = 32,332 \text{ А}$	$I_{раб} = 50,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{ном} = 50 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 5,699 \text{ кА}$	$I_{пт} = 5,892 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$

14.8 Выбор изоляторов

14.8.1 Выбор опорных изоляторов на стороне ВН и НН

Опорные стержневые полимерные изоляторы наружной установки с кремнийорганической защитной оболочкой предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций.

На стороне 35 кВ устанавливаем изоляторы ОСК5-35 УХЛ1 [31].

Опорные изоляторы проверяют по условиям:

По напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (11.92)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

По нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (11.93)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}$;

$F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н,

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{9412^2}{0,3} \cdot 0,75 \cdot 10^{-7} = 38,36 \quad (11.94)$$

$$38,36 \text{ Н} < 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н}$$

Данные изоляторы удовлетворяют всем условиям.

На стороне 10 кВ устанавливаем изоляторы ОСК2-10 УХЛ1 [31].

Опорные изоляторы проверяют по условиям:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (11.95)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

По нагрузке

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} \quad (11.96)$$

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н,

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{15543^2}{0,3} \cdot 0,75 \cdot 10^{-7} = 104,61 \quad (11.97)$$

$$104,61 \text{ Н} < 0,6 \cdot 2000 = 1200 \text{ Н}$$

Данные изоляторы удовлетворяют всем условиям.

14.8.2 Выбор проходных изоляторов

Проходные изоляторы предназначены для изоляции и соединения токоведущих частей закрытых распределительных устройств. Устанавливаем изоляторы ИПУ-10/3150-12,5 УХЛ1 [30].

Проходные изоляторы проверяют по условиям:

По напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (11.98)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		80

Допустимая нагрузка

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} \quad (11.99)$$

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н,

$$F_{\text{расч}} = 99,991$$

$$104,61 \text{ Н} < 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н}$$

Длительно допустимый ток

$$I_{\text{расч max}} \leq I_{\text{доп}} \quad (11.100)$$

$$509,223 \text{ А} < 3150 \text{ А}$$

Проходной изолятор удовлетворяет всем условиям

14.9 Выбор автоматических воздушных выключателей

Ток нормального и послеаварийного режимов работы цехового трансформатора, на стороне НН подстанции (0,4 кВ), А,

$$I_{\text{номНН}} = k_3 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = 0,7 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 636,5 \quad (11.101)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = k_3^{\text{п/ав}} \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = 1,4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273,06 \quad (11.102)$$

Исходя из максимального рабочего тока и напряжения установки выбираем автоматически выключатель ВА-450 воздушный автоматический выключатель с номинальным током 1600 А.

Таблица 33 – Проверка условий выбора автоматических выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Автоматический выключатель ВА-450
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 1273,06 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 1600 \text{ А}$

$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 6,092 \text{ кА}$	$I_{пт} = 40 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 15,508 \text{ кА}$	$i_y = 100 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 6,092^2 \cdot (0,1 + 0,03)$ $= 4,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

15. Расчет молниезащиты и заземления главной понизительной подстанции

15.1.1 Расчет контурного заземляющего устройства главной понизительной подстанции

Расчетное сопротивление одного вертикального электрода

$$r_B = 0,3\rho K_{сез.в} = 0,3 \cdot 200 \cdot 1,7 = 102 \text{ Ом} \quad (12.1)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

$K_{сез.в}$ – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта: $K_{сез.в} = 1,7$.

Предельное сопротивление совмещенного ЗУ

$$R_{зy1} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{1,5} = 166,6 \text{ Ом} \quad (12.2)$$

где расчетный (емкостный) ток замыкания на землю:

$$I_3 = \frac{U_H \cdot L_{вл}}{350} = \frac{35 \cdot 15}{350} = 1,5 \text{ А} \quad (12.3)$$

Требуемое по НН $R_{зy2} = 10 \text{ Ом}$, но так как $\rho > 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, то для расчета принимается $R_{зy,доп} = R_{зy2} \cdot 0,01\rho = 10 \cdot 0,01 \cdot 200 = 20 \text{ Ом}$.

Количество вертикальных электродов
- без учета экранирования (расчетное)

$$N'_{в.р} = \frac{r_B}{R_{зy}} = \frac{102}{20} = 5,1 \quad (12.4)$$

$N'_{в.р}$ принимается равным 6.

- с учетом экранирования

$$N_{в.р} = \frac{N'_{а.р}}{\eta_{в}} = \frac{6}{0,8} = 7,5 \quad (12.5)$$

где $\eta_{в}$ – коэффициент использования вертикального электрода.

Примем $N_{в.р} = 8$.

Затем размещается ЗУ на плане и уточняются расстояния, наносятся на план.

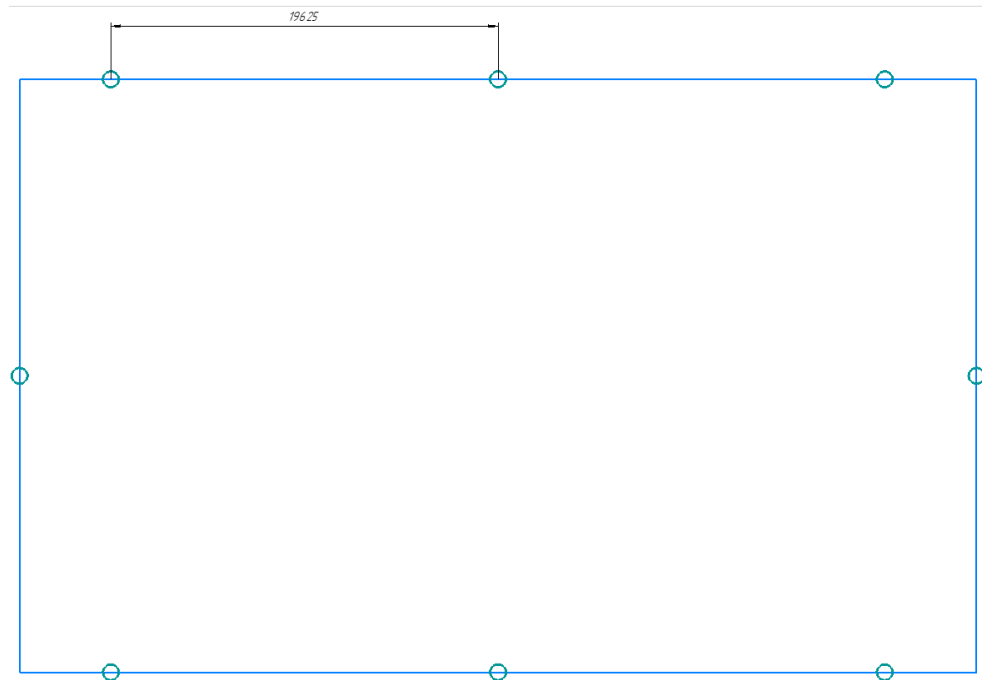


Рисунок 7 – Размещение вертикальных заземлителей

Определим уточненные значения сопротивлений вертикальных и горизонтальных электродов

$$R_{в} = \frac{r_{в}}{N_{в}\eta_{в}} = \frac{102}{8 \cdot 0,8} = 15,938 \text{ Ом} \quad (12.6)$$

$$R_{г} = \frac{0,4}{L_{п}\eta_{г}} \cdot \rho \cdot K_{сез.г} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_{п}^2}{b \cdot t} = \quad (12.7)$$

$$= \frac{0,4}{128 \cdot 0,64} \cdot 200 \cdot 4 \cdot \lg \frac{2 \cdot 128^2}{17,6 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5} = 25,668 \text{ Ом}$$

где $L_{п}$ – длина полосы, м;

$\eta_{г}$ – коэффициент использования горизонтального электрода;

t – глубина заложения, м;

b – ширина полосы, м: для круглого горизонтального заземлителя $b = 1,1d$.

Определяем фактическое сопротивление ЗУ

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		83

$$R_{\text{з.у.ф}} = \frac{R_{\text{в}}R_{\text{г}}}{R_{\text{в}} + R_{\text{г}}} = \frac{15,938 \cdot 25,668}{15,938 + 25,668} = 9,833 \text{ Ом} \quad (12.8)$$

(10 Ом) $R_{\text{з.у.доп}} > R_{\text{з.у.ф}}(9,833 \text{ Ом})$ следовательно, ЗУ будет эффективным.

ЗУ для ГПП-35/10 состоит из 8 вертикальных электродов $L_{\text{в}} = 4 \text{ м}$, $d = 16 \text{ мм}$; $L_{\text{п}} = 128 \text{ м}$.

15.2 Расчет молниезащиты ГПП

Во время проектирования зданий и сооружений системы электроснабжения всегда необходимо учитывать и предотвращать вероятность поражения их ударами молнии, в особенности это относится к открытым электроустановкам.

В следствии большой крутизны нарастания, амплитуды и интеграла тока, молнии имеют огромное разрушающее действие.

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

- открытые распределительные устройства (ОРУ), в том числе шинные мосты и гибкие связи, в том числе шинные мосты и гибкие связи;
- здания машинного зала и закрытые распределительные устройства;
- здания маслохозяйства.

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии применяют отдельно стоящие стержневые молниеотводы или установленные стержневые молниеотводы на порталах подстанции со своим обособленными заземлителями.

Стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h = 16$ метров является круговой конус, вершина которого совпадает с вертикальной осью молниеотвода.

По стандарту организации СО 153-34.21.122-2003 подстанции относятся к специальным объектам и по отраслевому руководящему документу РД 153-34.3-35.125-99, вероятность защиты таких объектов должны быть равна или более 0,995.

В качестве примера рассчитаем зону защиты между первым и вторым молниеотводами, предварительно приняв высоту молниеотвода равной 16 м.

Высота зоны в виде конуса, м, определяется по [32, табл. 1.2] и равна:

$$h_0 = 0,72 \cdot h = 0,72 \cdot 16 = 11,52 \quad (12.9)$$

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		84

Радиус зоны защиты на уровне земли, м, определяется по [32, табл. 1.2] и равен,

$$r_0 = 0,70 \cdot h = 0,70 \cdot 16 = 11,2 \quad (12.10)$$

Радиус зоны защиты r_x на высоте защищаемого объекта h_x определяется по формуле, м,

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11,2 \cdot (11,52 - 7,85)}{11,52} = 3,57 \quad (12.11)$$

где r_0 радиус конуса, м;

h_0 высота конуса, м;

h_x высота наиболее высокого защищаемого объекта, которым на открытом распределительном устройстве 35 кВ трансформатор, м.

Для создания зоны защиты значительно больших размеров чем у одиночных стержневых молниеотводов, устанавливаются два и более.

Молниеотвод считается двойным, если расстояние L между стержневыми молниеотводами не превышает предельной величины L_{MAX} и L_C , определяемых по формулам:

$$L_{MAX} = 4,35 \cdot h = 4,35 \cdot 16 = 69,6 \text{ м} \quad (12.12)$$

$$L_C = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 16 = 36 \text{ м} \quad (12.13)$$

При $L < L_C$ граница зоны защиты не имеет провеса а значит $h_C = h_0$

$$L = 16 \text{ м} < 36 \text{ м}$$

Тогда ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами на высоте, м,

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11,2 \cdot (11,52 - 7,85)}{11,52} = 6,339 \quad (12.14)$$

Ниже, на рисунке 10 между первым и вторым молниеотводами представлена зона защиты с расчетными данными.

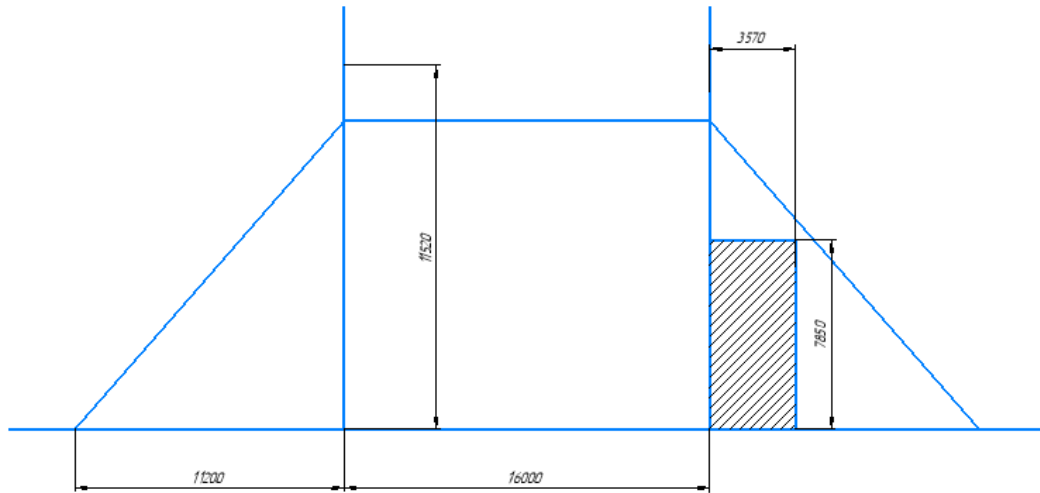


Рисунок 8 – Зона защиты между 1 и 2 молниеотводами

Аналогично рассчитывается зона защиты между 1 и 3 молниеотводом.

Из рисунка 8 видно, что зона защиты не имеет провалов на расстоянии от земли в h_x , а значит для всего ГПП защита выполняется.

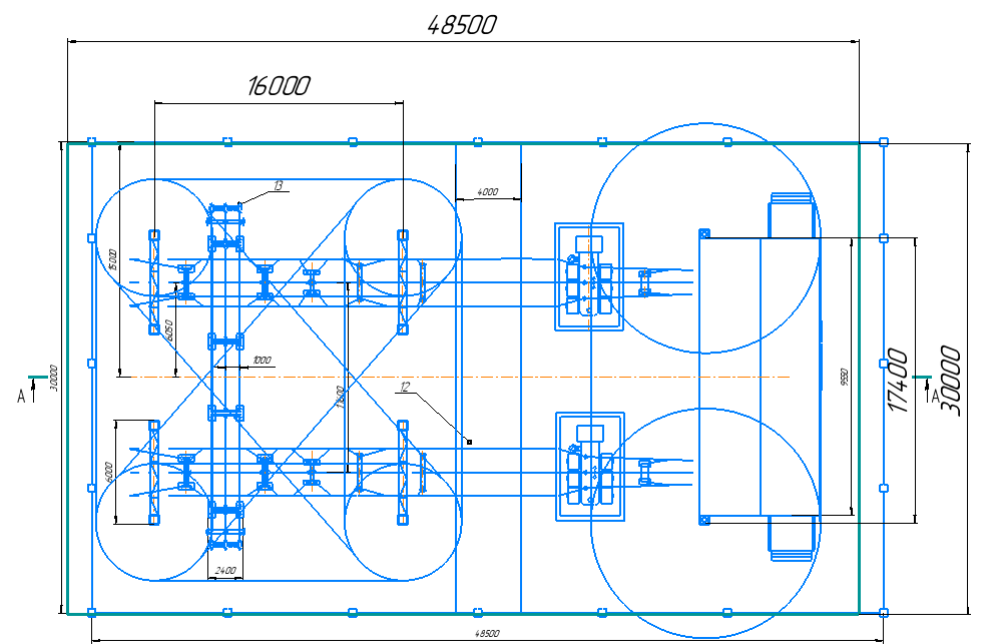


Рисунок 9 – Зона защиты четырех стержневых молниеотводов
16. Релейная защита силового трансформатора ТРДНС–25000/35

Многофазные или междуфазные КЗ могут вызывать значительные повреждения оборудования, поскольку, проходя через оборудование, ток КЗ нагревает токоведущие части выше допустимого предела, что может вызывать повреждения изоляции.

Основные повреждения:

- однофазные КЗ на выводах;

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП-13.03.02.07

Лист

86

– много или междуфазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;

– пожар в стали сердечника.

Витковые замыкания в обмотках и пожар в стали сердечника могут являться причинами выхода из строя трансформатора. Поэтому релейная защита должна мгновенно срабатывать на все виды повреждений.

Для защиты от таких видов повреждений на трансформаторе устанавливается токовая отсечка мгновенного действия, газовая защита.

Ненормальные режимы работы:

– режим недопустимого уровня масла в баке;

– технологическая перегрузка;

– снижения напряжения при внешних КЗ;

– внешние КЗ.

При внешних КЗ возникает режим сверхтоков, который может вызвать перегрев или повреждение обмоток трансформатора при продолжительном воздействии. Поэтому на трансформаторе для защиты от такого режима устанавливается – МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Такая защита срабатывает с некоторой выдержкой времени – $t_{сз} = t_{сз} \text{ см.эл} + \Delta t$, так как мгновенное срабатывание не требуется

Увеличение тока сверх номинального значения, вызванным перегрузкой оборудования, приводит к перегреву, а в следствии и к ускорению износа изоляции, и ее повреждению.

Перегрузка является симметричным режимом, а значит для защиты достаточно установить реле только на одну фазу, при этом оно будет действовать на сигнал, предупреждающий персонал о необходимости принимать меры по разгрузке.

16.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ

1. Номинальный ток высокой стороны, А,

$$I_{\text{H}}^{\text{B}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}^{\text{B}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,92 \quad (13.1)$$

где S_{H} – мощность трансформатора, кВ·А;

U_{H}^{B} – напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А,

$$I_{\text{ТА1}}^{\text{расч}} = I_{\text{H}}^{\text{B}} \cdot k_{\text{сх}} = 103,92 \cdot \sqrt{3} = 179,99 \quad (13.2)$$

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		87

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

Выбираем трансформатор тока ТВЛ–СЭЩ–35-200/5:

– номинальный ток $I_{ном} = 200$ А;

– коэффициент трансформации $n_{ТА1} = 200/5$.

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

$$n_{TV1} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{35000}{100} \quad (13.3)$$

Тип TV1 – НАЛИ–35

$$n_{TV1} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{10000}{100} \quad (13.4)$$

Тип TV2 – НАЛИ–10

16.2 Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты от многофазных КЗ применяем дифференциальную токовую защиту. Комплект защиты: шкаф ШЭ2607 146.

Расчет уставок.

Ток срабатывания защиты, А,

$$I_{сз} = 4 \cdot I_H^B = 4 \cdot 103,92 = 415,68 \quad (13.5)$$

где I_H^B – номинальный ток высокой стороны, рассчитанный по формуле А,

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{та1}} = 415,68 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\frac{200}{5}} = 17,9 \quad (13.6)$$

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{min}^{(2)}}{2I_{сз}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3697 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{2 \cdot 415,68} = 6,66 > 2 \quad (13.7)$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

16.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: шкаф ШЭ2607 146.

Ток срабатывания защиты, А,

$$I_{сз} = \frac{k_H \cdot k_{сз}}{k_B} \cdot I_{\text{раб макс}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 103,92 = 293,4 \quad (13.8)$$

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

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

k_B – коэффициент возврата принимают равным 0,85.

Ток срабатывания реле, А

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{\text{та1}}} = 293,4 \cdot \frac{1}{\frac{200}{5}} = 7,325 \quad (13.9)$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{min}}^{(2)}}{2I_{сз}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3697 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{2 \cdot 293,4} = 9,45 > 1,5 \quad (13.10)$$

Значение удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с,

$$t_{сз} = t_{сз}^{\text{см.эл}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \quad (13.11)$$

16.4 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: шкаф ШЭ2607 146.

Ток срабатывания защита, А,

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 103,92 = 128,4 \quad (13.12)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,05;

k_B – коэффициент возврата, равный 0,85.

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{та2}}} = 128,4 \cdot \frac{1}{\frac{200}{5}} = 3,21 \quad (13.13)$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

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

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

16.5 Защита от понижения напряжения

Устанавливается на стороне высокого напряжения.

Комплект защиты: шкаф ШЭ2607 146.

Напряжение срабатывания защиты, кВ,

$$U_{\text{сз}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 35 = 24,5$$

Напряжение срабатывания реле, В,

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{сз}}}{n_{\text{TV1}}} = \frac{24500}{\frac{35000}{100}} = 70$$

16.6 Защита от повреждений внутри кожуха и понижения уровня масла

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВ А и более.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Защиты трансформатора будем применять газовое реле типа ВФ-80/Q. Для защиты нашего трансформатора газовое реле устанавливаем:

в патрубке;

- в РПН; в баке.

[1, п.3.2.53].

Газовая защита в соответствии с ГОСТ 10472 -71 предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных рас-

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		90

ширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным перетеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформатора от повреждений обмоток.

Установим газовое реле серии VF-80/Q.

В качестве сигнальных и отключающих контактов и реле применены магнитоуправляемые герконы, замыкание которых происходит от приближения круглого магнита к концу стеклянной колбы, в которой заключен контакт. При понижении уровня масла в реле опускается поплавков сигнального элемента и при объеме газа в реле 250 - 300 см³ управляющий магнит приводит к замыканию сигнальных контактов.

17. Электробезопасность

Для электроснабжения завода железобетонных изделий применяется производственное оборудование:

- воздушные линии электропередач номинальным напряжением 35 кВ;
- отдельно стоящие трансформаторы и комплектные трансформаторные подстанции номинальным напряжением 35/10 кВ и 10/0,4 кВ;
- кабельные линии номинальным напряжением 10 и 0,4 кВ;

Величина линейного напряжения на открытом распределительном устройстве составляет 35 кВ, фазное напряжение равно 20,2 кВ. Сеть переменного тока – трехфазная, с частотой 50 Гц.

Работы в электроустановках относятся к категории работ с повышенной опасностью, так как требуют больших физических и нервно-психологических затрат в связи с повышенной ответственностью электротехнического персонала за надежность электроснабжения цехов завода и сохранность сложного и дорогого оборудования, а так же в связи с необходимостью выполнения этих работ на токоведущих частях. Персонал, обслуживающий электроустановки (оперативный и ремонтный), в процессе осмотров, ремонта и монтажа электрооборудования подвергается опасности поражения электрическим током, падения с высоты и вредного воздействия электрических полей. При выполнении работ под напряжением на высоте, а так же при аварийных и оперативных переключениях, ликвидации аварий или нарушений и пожаров в электроустановках обслуживающий персонал подвергается значительным физическим и нервно-психологическим перегрузкам.

Опасностью для человека при работе в электроустановках под напряжением выше 1000 В, является то, что при приближении на расстояния, меньше допустимых (до 1 кВ на ВЛ – 0,6 м, в остальных электроустановках – не нормируется; 1-35 кВ – 0,6 м; 110 кВ – 1 м; машин и механизмов -до 1 кВ на ВЛ –

					<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>		91

1 м, в остальных электроустановках – 1 м; 1-35 кВ – 1 м; 110 кВ – 1,5 м) возникает опасность поражения человека электрическим током, а так же:

- внезапное появление напряжения на металлических корпусах и кожухах электрооборудования в результате нарушений изоляции при ее старении, механических повреждениях, перегрузок оборудования, атмосферных и коммутационных перенапряжений, перехода напряжения с высокой стороны на низкую в преобразователях (трансформаторах), наведенного напряжения, коротких замыканий;

- внезапное появление напряжение шага при коротких замыканиях тока на землю через упавший на землю токопровод, нарушенную изоляцию кабеля, металлический корпус (кожух) электрооборудования и тело человека, случайно оказавшиеся под напряжением;

- случайное появление напряжения на отключенных токоведущих частях в процессе ремонта вследствие ошибочных включений, обратной трансформации тока, наведенного напряжения, остаточных емкостных токов, возможных перетоков и др.

Согласно ГОСТ 12.1.038-82 предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок напряжением до 1000 В с глухозаземленной или изолированной нейтралью и выше 1000 В с изолированной нейтралью не должны превышать значений, указанных в табл. 34

Таблица 34 - Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

Род тока	Нормируемая величина $U, В$	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока $t, с$											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	>1,0
Переменный 50 Гц	$I, мА$	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
		650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6

Защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением

Для предупреждения случайного приближения человека, машин и механизмов на опасные расстояния (указанные выше) к открытым токоведущим частям на подстанции проектом предусмотрены следующие защитные меры и средства:

- планировка и компоновка электрооборудования с учетом рельефа местности и «розы ветров», обеспечивающая безопасность проходов, проездов, рабочих площадок на территории;

- ограждения, укрытия, изоляция открытых токоведущих частей под напряжением, их расположение на недоступной и безопасной высоте;

- предупредительная сигнализация (световая, звуковая), предупредительные плакаты и знаки (запрещающие, предписывающие, предупреждающие, указательные) и применение индивидуальных сигнализаторов напряжения, которые надеваются на монтерскую защитную каску и сигнализируют о недопустимом приближении монтера к токоведущим частям;

- покраска токоведущих частей. Шины при переменном трехфазном токе обозначаются следующим образом: фазы А- желтым цветом, фазы В- зеленым, фазы С- красным;

- блокировка (механическая, электрическая, электронная), обеспечивающая надежность ограждений и автоматическое отключение напряжения при вскрытии опасных зон и проникновении в них человека;

- средства контроля и профилактики повреждений изоляции.

На подстанции производится периодические испытания изоляции, позволяющие контролировать ее состояние, своевременно выявлять и устранять дефекты, тем самым, предупреждая аварии. При вводе в эксплуатацию нового оборудования (трансформатора, выключателя и др.) или оборудования, вышедшего из ремонта, изоляция подвергается приемо-сдаточным испытаниям. Объем и нормы приемо-сдаточных испытаний регламентируется соответствующими инструкциями.

Средства и меры безопасности при случайном появлении напряжения на металлических корпусах электрооборудования и шагового напряжения на подстанции

С целью предупреждения случайного появления напряжения на металлических токоведущих частях, корпусах, кожухах электрооборудования и шагового напряжения, а также для снижения степени поражения электротоком на подстанции применить:

- изоляцию токоведущих частей и ее периодический контроль, то есть измерения ее сопротивления при приеме электроустановки после монтажа, периодически в сроки, устанавливаемые правилами и нормами испытания изоляции;

- релейную защиту (дифференциальная защита от междуфазных коротких замыканий; максимальная токовая защита от сверх токов при внешнем коротком замыкании, от перегрузок и от внешних однофазных коротких замыканий; газовая защита от повреждения внутри бака).

- защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, разряд молнии, вынос потенциала и др.).

Защитные меры и средства, обеспечивающие нормативную надежность и безопасность устройства, эксплуатации и обслуживания электроустановок

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках выполняются согласно требованиям Правил по охране

					<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>		93

труда при эксплуатации электроустановок (Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н) п. 2.

18. Монтаж и эксплуатация силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы являются основой системы электроснабжения крупных предприятий, имеющих в своем составе главные понижающие подстанции – ГПП (5УР), в средних предприятиях, имеющих распределительные подстанции – РП на 6;10 кВ (4УР) с разветвленными высоковольтными сетями и несколькими трансформаторными подстанциями ТП на 6;10 кВ(3УР). Производственная деятельность малых предприятий, как правило, имеющих в своем составе одну – две ТП на 6;10/0,4кВ, во многом зависит от надежной работы силовых трансформаторов [щитов и шкафов, распределительных пунктов РП на 0,4кВ (2УР)]. В реальных условиях каждый из шести уровней системы электроснабжения может быть границей раздела предприятие – энергосистема, решения по которой юридически согласовываются между энергоснабжающими организациями и потребителем (абонентом) [1, с. 10].

По расчетной электрической нагрузке P_p предприятия определяется необходимость сооружения ГПП (или ПГВ – подстанции глубокого ввода, или ОП – опорной подстанции электроснабжения предприятия). Наиболее распространенное число подстанций с напряжением пятого уровня на одном предприятии одна – две, но бывает до двух и более десятков. ГПП принимают электроэнергию от трансформаторов энергосистемы или, например, от блочной ТЭЦ или гидроэлектростанции (ГРЭС). Высшее напряжение трансформаторов ГПП в России 35,110,154,220,330кВ; питание подводится по воздушным и кабельным линиям электропередач (ЛЭП). Отходящие от ГПП высоковольтные распределительные сети, рассчитанные на 6;10 кВ (хотя могут быть и на 110кВ), называют межцеховыми (заводскими). Обычно ряд мощностей ГПП: 10,16,25,40,63,80,110, 125МВ·А, а в отдельных случаях и выше.

Для электроснабжения потребителей напряжением до 1 кВ (220,380,500,600В) сооружают трансформаторные подстанции с высшим напряжением чаще всего на 6;10 кВ (но существуют подстанции, напряжением 3,20 кВ), которые обычно называют цеховыми, а с учетом комплектной поставки (с трансформаторами, щитом низкого напряжения и оцинковкой, вводным высоковольтным отключающим устройством) их обозначают КТП. Ряд применяемых мощностей ТП:100, 160,250,400, 630, 1000, 1600,2500кВ·А. Из – за больших токов короткого замыкания (КЗ) на стороне 0,4кВ, вызывающих сложности коммутации и передачи электроэнергии приемникам, трансформаторы на 2500кВ·А применяются только в специальных случаях [1, с. 11].

Кроме трансформаторов, устанавливаемых на 5 УР для присоединения предприятия к энергосистеме, и трансформаторов, устанавливаемых на 3УР,

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		94

обеспечивающих потребителей низким (до 1кВ) напряжением трехфазного переменного тока, существуют специальные подстанции со своими силовыми трансформаторами: печными, выпрямительными (для создания сети постоянного тока до 1,5кВ), преобразовательными, сварочными и другими, которые могут использоваться и как ГПП, и как цеховые ТП.

Решение о строительстве трансформаторной подстанции принимается в составе решения о строительстве завода (цеха). Особенностью решения о строительстве трансформаторной подстанции является то, что она не выделяется, а рассматривается и утверждается как часть предприятия, сооружения – объекта, подлежащего новому строительству, реконструкции, модернизации, расширению перевооружению. Конечно, для электриков подстанции и сети являются самостоятельными объектами, согласование параметров которых с объектами электроснабжения, а также их последующее проектирование, строительство и принятие в эксплуатацию осуществляется по отдельным срокам и графикам, не зависящих от основного производства [3, с. 23].

Принятие технологического решения начинается с утверждения технологического задания на строительство завода определенного состава. По технологическим данным оценивают параметры энергопотребления, определяют нагрузку по цехам (для выбора мощности цеховых трансформаторов и выявления высоковольтных двигателей) и заводу в целом (для выбора ГПП, их числа и единичной мощности трансформаторов на каждой подстанции).

Готовые решения служат материалом для получения технических условий от энергосберегающей организации (энергосистемы). Одновременно собирают следующие сведения: особенности энергосистемы и вероятных мест присоединения потребителей; данные по объектам – аналогам и месту строительства. Определяющими данными на начальном этапе являются:

- значения расчетного максимума нагрузки и число часов использования этого максимума, связанных с электропотреблением;
- схема примыкающей районной энергосистемы с характеристиками источников питания, и сетей внешнего электроснабжения, позволяющая решать вопрос выбора мощности трансформатора и схемы его присоединения (размещение трансформатора следует увязывать с заходами ЛЭП) [1, с. 12].

Предложения или проектные проработки по выбору трансформатора ЗУР (в диапазоне мощности 100...2500кВ·А), определяются условиями потребителя, а для средних и крупных предприятий – особенностями энергосистемы, к сетям которой они подключены.

Основными параметрами, определяющими конструктивное выполнение и построение сети являются:

- для линий электропередачи – номинальное напряжение, направление (откуда и куда), протяженность, число цепей, сечение провода;
- для подстанций – сочетание номинальных напряжений, число и мощность трансформаторов, схема присоединения к сети и компенсация реактивной мощности [1, с. 12].

В России сложились две системы электрических сетей на номинальные напряжения 110 кВ и выше (110, 200, 500кВ), принятая на востоке страны, и 110(154), 330, 750 кВ, принятая в западной части страны.

Для электроэнергетики страны это означает:

- увеличение потерь электроэнергии из – за повышения числа ее трансформаций, необходимость создания сложных коммутационных узлов и ограничения пропускной способности межсистемных связей;
- дополнительную нагрузку предприятий электропромышленности, то есть номенклатуры выпускаемых видов продукции;
- финансирование дополнительного строительства подстанций и линий передач предприятиям, попавшим в зону «стыковки»;
- необходимость учета тенденций развития электрохозяйства, то есть расчет и прогнозирование параметров электропотребления.

18.1 Требования к монтажу силовых трансформаторов

Трансформаторы, доставляемые заказчиком на территорию подстанции, должны быть при транспортировке ориентированы относительно фундаментов в соответствии с рабочими чертежами.

Силовые трансформаторы доставляют на место установки полностью собранными и подготовленными к включению в работу. Только в случаях, когда не позволяют грузоподъемность транспортных средств и стесненность габаритов, трансформаторы большой мощности доставляют со снятыми радиаторами, расширителем и выхлопной трубой.

Рассмотрим основные монтажные операции при установке трансформаторов в камере или на фундаменте ОРУ.

Трансформатор доставляют на место установки на автомашине, специальном транспорте (трейлере) или на железнодорожной платформе и устанавливают на фундамент или в камеру с помощью лебедок и полиспастов, а если позволяет грузоподъемность - кранами.

Подъем трансформаторов 630 кВА и выше производят за крюки, приваренные к стенке бака. Трансформаторы до 6300 кВА отправляют с предприятия-изготовителя заполненными маслом, менее 2500 кВА - в собранном виде, трансформаторы 2500, 4000 и 6300 кВ-А - со снятыми радиаторами, расширителем и выхлопной трубой. Передвижение трансформаторов по наклонной плоскости производят с уклоном не более 15°. Скорость перемещения трансформатора в пределах подстанции на собственных катках не должна превышать 8 м/мин. При установке трансформатора на место во избежание образования воздушных мешков под крышкой бака под катки со стороны расширителя кладут стальные пластинки (подкладки). Толщину подкладок выбирают такой, чтобы крышка трансформатора имела подъем в сторону расширителя, равный 1 % при установке расширителя по узкой стороне трансформатора и 1,5 % при установке его по широкой стороне. Длину прокладок делают не менее 150 мм. Катки трансформаторов укрепляют на направляющих упорами,

					<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>		96

устанавливаемыми с обеих сторон трансформатора. Трансформаторы массой до 2 т, не снабженные катками, устанавливают непосредственно на фундаменте. Корпус (бак) трансформатора присоединяют к сети заземления.



Рисунок 10 – монтаж силового трансформатора

При монтаже трансформаторов (2500, 4000 и 6300 кВА), поставляемых к месту установки со снятыми радиаторами, расширителем и выхлопной трубой, выполняют следующие работы:

1) промывают радиаторы чистым сухим трансформаторным маслом и испытывают их в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя на отсутствие течи масла. Проваренные радиаторы поднимают краном в вертикальное положение и сблочивают фланцы радиаторов с фланцами патрубков на кожухе трансформатора. Между фланцами прокладывают уплотняющие прокладки из пробки или маслостойкой резины;

2) промывают расширитель чистым сухим трансформаторным маслом и краном устанавливают его на место. Затем соединяют его на фланцевых уплотнениях с маслопроводом и крышкой трансформатора и устанавливают в расщелку маслопровода газовое реле. Газовое реле должно быть предварительно проверено в лаборатории. Корпус газового реле, систему поплавков и крышку реле устанавливают так, чтобы стрелка на корпусе была направлена к расширителю. Газовое реле устанавливают строго горизонтально. Маслопровод, соединяющий бак трансформатора с расширителем, монтируют так, чтобы он имел подъем не менее 2 % в сторону расширителя и не имел крутых изгибов и обратных уклонов. Маслоуказательное стекло расширителя располагают таким образом, чтобы оно было доступно для осмотра, и чтобы были хорошо видны три контрольные черты, соответствующие уровню масла при температурах +35, + 15 и -35 °С;

3) промывают выхлопную трубу чистым сухим трансформаторным маслом и устанавливают ее на крышке трансформатора. На верхнем фланце трубы устанавливают стеклянную мембрану на резиновой или пробковой прокладке

					<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>		97

и пробку для выпуска воздуха. Толщина стенки мембраны должна быть не более 2,5 мм при диаметре 150 мм, 3 мм при диаметре 200 мм и 4 мм при диаметре 250 мм. Выхлопную трубу устанавливают на уплотняющих прокладках и располагают так, чтобы при аварийном выбросе масло не попадало на ошиновку, кабельные муфты и соседнее оборудование. Для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита у отверстия трубы;

4) устанавливают с уплотнением из асбестового шнура, пропитанного бакелитовым или глифталевым лаком температурный датчик для манометрического, ртутно-контактного и дистанционного термометра. Гильзы, в которых устанавливают ртутные или ртутно-контактные термометры, заполняют трансформаторным маслом и закрывают;

5) заливают каждый радиатор с помощью центрифуги или фильтр-пресса чистым сухим трансформаторным маслом до тех пор, пока оно не начнет вытекать из верхней пробки радиатора. Открывают верхние и нижние краны, соединяющие радиаторы с баком трансформатора, и приступают к доливке (центрифугой или фильтр-прессом) расширителя. Перед доливкой открывают пробки на верху выхлопной трубы и на крышке трансформатора, кран на маслопроводе, соединяющем расширитель с баком, а также край на крышке газового реле. При доливке в расширитель масла, по мере того как оно начинает вытекать из открытых верхних пробок на радиаторах, пробки плотно заворачивают. Затем таким же образом закрывают пробки на крышке газового реле. После доливки масла до уровня в маслоуказателе, соответствующего температуре окружающего воздуха, закрывают пробку на верху выхлопной трубы. Масло, доливаемое в трансформатор, должно удовлетворять ГОСТ и иметь прочность на пробой не ниже 35 кВ. Температура доливаемого масла не должна отличаться от температуры масла в трансформаторе более чем на 5 °. Необходимо отметить, что нельзя заливать масляные трансформаторы совтолом, потому что он восприимчив к малейшим загрязнениям, которые резко ухудшают его свойства, в частности совтол сильно восприимчив к лакам, применяемым для покрытия пластин магнитопроводов масляных трансформаторов. Кроме того, в совтоле недопустимо наличие даже следов трансформаторного масла. Совтол выделяет ядовитые пары хлористого водорода и хлора. Поэтому трансформаторы с совтоловым заполнением поставляют герметизированными. Они заполняются совтолом только в заводских условиях, в специальном изолированном от обслуживающего персонала помещении.

18.2 Режимы работы трансформатора

Режим работы силового трансформатора определяется его нагрузкой, напряжением на обмотках, температурой масла, обмоток, условиями окружающей среды и другими параметрами. Можно выделить три режима работы трансформатора: нормальный режим работы, режим перегрузки и аварийный режим.

					<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>		98

Нормальный режим работы характеризуется условиями (рабочими параметрами), при которых трансформатор может проработать весь гарантированный заводом-изготовителем срок службы. К нормальному режиму относятся следующие режимы: номинальный режим, режим холостого хода, режим параллельной работы и др.

Номинальный режим трансформатора соответствует его работе с номинальным напряжением, номинальной нагрузкой при температуре окружающей среды (воздуха) $+20^{\circ}\text{C}$. Данный режим является идеализированным.

Нормальный нагрузочный режим. Практически при работе трансформатора его параметры отклоняются от номинальных, эти отклонения в нормальном режиме лежат в пределах допустимых стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами.

Режим холостого хода характеризуется работой трансформатора без нагрузки. С точки зрения эксплуатации данный режим является нежелательным, так как связан с непроизводительными расходами электроэнергии.

Режим параллельной работы трансформаторов допускается при условии, что ни один из них не будет перегружен. Это достигается при соблюдении следующих условий: группы соединений обмоток трансформатора должны быть одинаковы; коэффициенты трансформации не должны отличаться более чем на 0,5%; соотношение номинальных мощностей трансформаторов должно быть не более 1:3; напряжения короткого замыкания должны отличаться не более чем на 10%; должна быть выполнена фазировка трансформаторов.

Режим перегрузки характеризуется отклонением параметров трансформатора (нагрузка, температура) за пределы, установленные нормативными документами для нормального нагрузочного режима. При длительной работе трансформатора в режиме перегрузки происходит сокращение срока его службы. Перегрузка трансформатора может быть систематической, вызванной суточными изменениями графиков нагрузки, и аварийной, вызванной аварийным отключением какого-либо элемента системы электроснабжения. Режим перегрузки трансформатора допускается стандартами и техническими условиями в течении определенного времени (ГОСТ 14209-97).

Аварийный режим работы трансформатора связан со значительными отклонениями параметров трансформатора от номинальных значений. Работа трансформатора в данном режиме недопустима, так как может привести к его значительным повреждениям. Аварийный режим работы может быть связан с внутренними повреждениями в трансформаторе или с внешними повреждениями в системе электроснабжения. Признаками возникновения аварийного режима, связанного с внутренними повреждениями, может быть:

1) сильный и неравномерный шум или потрескивание внутри бака трансформатора;

2) повышенный нагрев трансформатора при нагрузке, не превышающей номинальную и нормальной работе охлаждающих устройств;

3) выброс масла из расширителя или разрыв диафрагмы выхлопной трубы;

4) течь масла или уменьшение уровня масла ниже уровня масломерного стекла в расширителе.

Аварийный режим, связанный с внутренними повреждениями трансформатора, как правило, отключается газовой или дифференциальной защитами.

Аварийный режим, связанный с внешними повреждениями, как правило, характеризуется значительным увеличением тока трансформатора и отключается максимальной токовой защитой.

18.3 Температурные режимы работы трансформатора

Работа трансформатора в нормальном температурном режиме обеспечивается, прежде всего, предусмотренной конструктивно системой охлаждения. Соответственно нормальная эксплуатация силового трансформатора возможна только при условии исправности и эффективной работы системы охлаждения.

Если трансформатор устанавливается в закрытой камере, то помимо штатной системы охлаждения должна быть обеспечена эффективная вентиляция в помещении. Для трансформаторов небольшой мощности, как правило, ограничиваются естественной вентиляцией. В зависимости от местных условий, характеристик работы силового трансформатора и его мощности, может быть предусмотрено наличие принудительной приточно-вытяжной вентиляции. Эффективность охлаждения трансформатора определяется по разнице температур приточного и отводимого воздуха – она не должна превышать 15 град.

Отвод тепла от обмоток масляных трансформаторов обеспечивается при помощи трансформаторного масла, в которое помещены обмотки данного элемента оборудования. Во избежание повреждения обмоток в процессе эксплуатации должен быть соблюден требуемый уровень масла в баке трансформатора. Поэтому эксплуатация трансформатора предусматривает контроль уровня масла в расширителе бака трансформатора. Уровень масла должен находиться в пределах допустимых границ и примерно соответствовать температуре окружающей среды с учетом текущей нагрузки на трансформаторе.

Также на трансформаторах устанавливаются термометры или датчики температуры, посредством которых осуществляется контроль над температурой верхних слоев масла трансформатора, которая должна соответствовать требованиям, предъявляемым к той или иной системе охлаждения.

					<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>		100

Превышения температуры отдельных элементов масляных трансформаторов и трансформаторов с жидким диэлектриком над температурой охлаждающей среды воздуха или воды) указаны в таблицах 35 и 36.

Таблица 35 - Превышения температуры элементов масляных трансформаторов

Элементы трансформатора	Превышение температуры, С	Метод измерения
Обмотки	65	По изменению сопротивления постоянному току
Поверхности магнитопровода и конструктивных элементов	75	По термометру или термопаре
Масло или другой жидкий диэлектрик в верхних слоях	-	-
А) исполнение герметичное или с устройством, полностью защищающим масло или другой жидкий диэлектрик от соприкосновения с окружающим воздухом	60	По термометру или термопаре
Б) в остальных случаях	55 (допускается 60, если это оговорено в стандартах на отдельные типы трансформаторов)	По термометру или термопаре

Таблица 36 – Превышение температуры элементов сухих трансформаторов

Элементы трансформатора	Класс нагревостойкости по ГОСТ 8865-70	Превышение температуры, °С	Метод измерения
Обмотки	А	60	По изменению сопротивления постоянному току
	Е	75	
	В	80	
	Ф	100	
	Н	125	

Поверхности магнитопровода и конструктивных деталей		Не более, чем допустимо для соприкасающихся с ними изоляционных материалов	Термометром или термопарой
---	--	--	----------------------------

18.4 Осуществление эксплуатации силовых трансформаторов на энергетических объектах

Для обеспечения бесперебойной и продолжительной работы эксплуатации силовых трансформаторов на подстанциях включает в себя следующие мероприятия:

- 1) проведение периодических осмотров оборудования;
- 2) проведение плановых текущих и капитальных ремонтов;
- 3) устранение неисправностей после аварийных ситуаций.

Периодичность осмотров трансформаторов зависит от типа электроустановки. В электроустановках с постоянным дежурством оперативного персонала осмотр осуществляется один раз в сутки, без постоянного персонала - не менее одного раза в месяц, а осмотр трансформаторов в распределительных пунктах - один раз в 6 месяцев.

В зависимости от условий работы трансформатора, в частности нагрузочного режима, температуры окружающей среды, а также технического состояния элемента оборудования в целом периодичность осмотров может быть изменена.

В случае возникновения аварийных ситуаций, после срабатывания защит или резкого изменения температуры окружающей среды производятся внеочередные осмотры трансформатора.

Осмотры трансформаторов производятся без их отключения. При осмотре силового трансформатора проверяются:

- 1) показания датчиков температуры, уровень масла в расширителе и соответствие этих данных среднесуточной температуре окружающей среды с учетом величины нагрузки силового трансформатора;
- 2) отсутствие посторонних потрескиваний внутри бака трансформатора, шумов, не характерных для нормальной работы трансформатора;
- 3) целостность заземляющего проводника (шины);
- 4) целостность и отсутствие загрязнений изоляторов вводов, давление масла и отсутствие течи на герметичных вводах;
- 5) состояние ошиновки и контактных соединений, отсутствие их нагрева;
- 6) отсутствие течи масла на баке трансформатора, трубопроводах и других элементах конструкции;
- 7) состояние сигнального силикагеля в воздухоосушителе;
- 8) исправность и правильную работу маслоочистного оборудования, охлаждающих устройств;

9) при наличии РПН – соответствие положения РПН на приводе, расположенном на трансформаторе и на указателе, находящемся на панели защит, управления и автоматики;

10) также на панели защит проверяются показания приборов – ток нагрузки и уровни напряжения по каждой из сторон, отсутствие посторонних сигналов защит и автоматики, соответствие положений переключающих устройств нормальной схеме работы оборудования.

Эксплуатация трансформаторов также включает в себя контроль над уровнями напряжений у потребителя. В случае отклонения напряжений за пределы допустимых значений осуществляется регулировка напряжения посредством переключений ответвлений обмоток устройствами ПБВ или РПН.

					<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>		103

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проектировании был произведен расчет электрических нагрузок предприятия и определен центр электрических нагрузок. Для решения вопроса о схеме внешнего электроснабжения было произведено технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения предприятия. Произведен выбор электрооборудования для внешнего и внутреннего электроснабжения, расчет и выбор средств компенсации реактивной мощности предприятия. Проведен расчет релейной защиты силового трансформатора ГПП. Произведен расчет защитного заземления и молниезащиты ОРУ ГПП.

В результате была разработана система электроснабжения завода железобетонных конструкций, отвечающая всем необходимым требованиям по бесперебойности и 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>		104

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.
2. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05.2009. – Москва: ГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 140 с.;
3. Электроснабжение: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. / Синенко Л. С., Рубан Т. П., Сизганова Е. Ю., Попов, Ю. П. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.
4. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учебное пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 248 с.;
5. Трансформаторы ТРДНС 25000/35 и ТРДН 25000/110: «ООО» «Тольяттинский трансформатор» - Самарская область, г. Тольятти 2021ю – Режим доступа: <https://transformator.com.ru/>
6. НТП ЭПП–94 Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий; – Введ. 1994. – Москва;
7. СТО 56947007-29.240.124-2012 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ. – Введ. 09.07.2012. - Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 33 с.;
8. Инфляция Росстат [Электронный ресурс]: Статистика России и мира – информация и показатели. – Режим доступа: <https://rosinfostat.ru/>;
9. Тарифы и цены для юридических лиц [Электронный ресурс]: Публичное акционерное общество «Красноярскэнергосбыт». Режим доступа: <https://krsk-sbit.ru>;
10. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 4-е изд., стер. – Москва: КНОРУС, 2020. – 648 с.;
11. Ершов, А.М. Системы электроснабжения напряжением 6-220 кВ: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2019. – 267 с.;
12. О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 (ред. от 27.12.2019) // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>;
13. Об утверждении Методики по определению уровня арендной платы за нежилые здания (помещения) [Электронный ресурс]: Приказ Минстроя РФ

					<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>		105

от 14.09.1992 № 209 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>;

14. Выключатель элегазовый колонковый ВГТ-110 // ЗАО “ZETO” «Завод электротехнического оборудования». – Московская область, г.Москва, 2020. – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/vgt110>

15. Конденсаторные установки УKM // Электротехнический завод «СлавЭнерго», – Режим доступа:<http://slavenergo.ru/>

16. ГОСТ 839-2019 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. – Введ. 01.01.2009. – Москва: Стандартинформ, 2019. – 39 с.;

17. Основные технические характеристики трансформаторов ТСЗ [Электронный ресурс]: ООО «КПМ». – Режим доступа: <https://complectprom.ru/>;

18. Комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ-61М, КРУ-СЭЩ-63 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/>; электрощит

19. ВВН-СЭЩ-35-25/1000 УХЛ1, ВВУ-СЭЩ-П(Э)3-10-20/1000 У2 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/>; электрощит

20. Разъединитель наружной установки 35 кВ РГП-СЭЩ-35 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/>;

21. Измерительные трансформаторы ТОЛ-СЭЩ-35, ТВЛ-СЭЩ-10, ТОЛ-СЭЩ-10 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/>;

22. Трансформатор напряжения НАЛИ-35, НАЛИ-10 [Электронный ресурс]: Электрощит Самара. – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/>;

23. СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения»

24. 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.

25. Ограничители ОПН-35 УХЛ1 // АО “ГК” «Таврида Электрик». – Москва, 2021. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

26. Ограничители ОПН-10 УХЛ1 // АО “ГК” «Таврида Электрик». – Москва, 2021. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

27. ПКТ-101-10-40-31,5-У3 ПКТ-103-10-160-31,5-У3 ПКТ-104-6-315-12,5-У3 [Электронный ресурс]: Курский электроаппаратный завод. – Режим доступа: <https://keaz.ru/>;

28. Провода марки АПВП [Электронный ресурс]: Камский кабель. – Режим доступа: <https://www.kamkabel.ru/>;

					<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>		106

29. Выключатель автоматический ВА-45 4000/4000 [Электронный ресурс]: ЕКФ – Режим доступа: <https://ekfgroup.com>;

30. Проходной изолятор ИПУ-10/3150-12,5 УХЛ1 // ООО "Уралэнерго". –г. Екатеринбург, 2021. – Режим доступа: <https://www.uralen.ru/>

31. Опорные стержневые полимерные изоляторы ОСК5-35 УХЛ1, ОСК2-10 УХЛ1 // ЗАО “ЗЕТО” «Завод электротехнического оборудования». – Московская область, г.Москва, 2021. – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

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

33. Кабышев, А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учеб. Пособие / А.В. Кабышев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 234 с.

34. Корнилов, Г.П. Техничко-экономическое сравнение компенсирующих устройств для дуговых сталеплавильных печей широкого класса мощности// Корнилов Г.П., Николаев А.А., Пястолова Д.Ю Электротехнические системы и комплексы: теоретический и науч.-практический журнал – 2016. – №1 – с. 34 – 38

35. Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов / в семи разделах. Под общей редакцией д.т.н. О.Л. Данилова, П.А. Костюченко, 2006. 668 с.

36. А.А. Васильев Электрическая часть станций и подстанций/ А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова., М.Н. Околович – Москва Энергоатомиздат, 1990. – 575 с.

					<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>		107

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ в относительных единицах в электроустановках выше 1000 В

Задаем начало отсчета $\text{ORIGIN} := 1$

Выбор базисных условий

Расчет производим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения, при базисных условиях:

$$\begin{aligned}
 S_B &:= 100 \text{ МВА} & S_C &:= 1200 \text{ МВА} \\
 U_{B1} &:= 37 \text{ кВ} & x_{* \text{НОМ}C} &:= 0.1 \\
 U_{B2} &:= 10.5 \text{ кВ} \\
 U_{B3} &:= 10.5 \text{ кВ} \\
 U_{B4} &:= 10.5 \text{ кВ} \\
 U_{B5} &:= 0.4 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Определяем базисные токи:

$$\begin{aligned}
 I_{B1} &:= \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{B1}} = 1.56 \\
 I_{B2} &:= \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{B2}} = 5.499 \\
 I_{B3} &:= \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{B3}} = 5.499 \\
 I_{B4} &:= \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{B4}} = 5.499 \\
 I_{B5} &:= \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{B5}} = 144.338
 \end{aligned}
 \quad
 I_B := \begin{pmatrix} 1.56 \\ 5.499 \\ 5.499 \\ 5.499 \\ 144.338 \end{pmatrix}$$

Определение параметров схемы замещения СЭС:

Составляем схему замещения и определяем сопротивления в базисных единицах.

Энергосистема

$$x_c := x_{* \text{НОМ}C} \cdot \frac{S_B}{S_C} = 0.008$$

Трансформатор Т1

$$S_{\text{НОМ}1} := 10 \quad u_{k1} := 7.5$$

$$x_{T1} := \frac{u_{k1} \cdot S_B}{100 \cdot S_{\text{НОМ}1}} = 0.75$$

Линии

Количество линий $i := 1..3$

W1 - воздушные линии 35 кВ

$$x_{01} := 0.234 \text{ Ом/км} \quad r_{01} := 0.3 \text{ Ом/км} \quad l_1 := 15 \text{ км}$$

W2(РП1-ТП8) , W3(ГПП-РП1) - кабельные линии 10 кВ

$$x_{02} := 0.204 \text{ Ом/км} \quad r_{02} := 0.387 \text{ Ом/км} \quad l_2 := 0.177 \text{ км}$$

$$x_{03} := 0.109 \text{ Ом/км} \quad r_{03} := 0.868 \text{ Ом/км} \quad l_3 := 0.0265 \text{ км}$$

$$x_{w1} := \frac{x_{01} \cdot S_B \cdot l_1}{U_{B1}^2} = 0.256 \quad r_{w1} := \frac{r_{01} \cdot S_B \cdot l_1}{U_{B1}^2} = 0.329$$

$$x_{w2} := \frac{x_{02} \cdot S_B \cdot l_2}{U_{B2}^2} = 0.033 \quad r_{w2} := \frac{r_{02} \cdot S_B \cdot l_2}{U_{B2}^2} = 0.062$$

$$x_{w3} := \frac{x_{03} \cdot S_B \cdot l_3}{U_{B3}^2} = 0.003 \quad r_{w3} := \frac{r_{03} \cdot S_B \cdot l_3}{U_{B3}^2} = 0.021$$

Синхронный двигатель, где $n_{дв}$ - количество двигателей

$$n_{дв} := 2 \quad x_d := 0.2 \quad S_{ндв} := 1.25 \text{ МВА}$$

$$x_{дв} := x_d \cdot \frac{S_B}{n_{дв} \cdot S_{ндв}} = 8$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma 1} := x_c + x_{w1} = 0.265 \quad R_{\Sigma 1} := r_{w1} = 0.329$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $g\Sigma > x\Sigma/3$, то учитываем в расчетах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 1} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma 1}, X_{\Sigma 1}) = 0.422$$

ДП-13.03.02.07

Лист

109

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Определяем ток КЗ в точке К1

$$I_{кК1} := \frac{I_{Б1}}{Z_{\Sigma 1}} = 3.697$$

Определяем суммарное со стороны системы и со стороны синхронного двигателя до точки К2

$$X_{c\Sigma 2} := X_{\Sigma 1} + x_{T1} = 1.015 \quad R_{c\Sigma 2} := R_{\Sigma 1} = 0.329$$

$$X_{cd\Sigma 2} := x_{дв} + x_{w3} = 8.003 \quad R_{cd\Sigma 2} := r_{w3} = 0.021$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $g\Sigma > x\Sigma/3$, то учитываем в расчетах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c2} := Z_{\Sigma}(R_{c\Sigma 2}, X_{c\Sigma 2}) = 1.015$$

$$Z_{cd2} := Z_{\Sigma}(R_{cd\Sigma 2}, X_{cd\Sigma 2}) = 8.003$$

Определяем ток в точке К2

$$I_{ккК2} := \frac{I_{Б2}}{Z_{c2}} = 5.419 \quad I_{кcdК2} := \frac{I_{Б2}}{Z_{cd2}} = 0.687$$

Суммарный ток в точке К2

$$I_{кК2} := I_{ккК2} + I_{кcdК2} = 6.106$$

Определим результирующее сопротивление 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

$$x_{\text{ЭКВ2}} := \frac{X_{c\Sigma 2} \cdot X_{cd\Sigma 2}}{X_{c\Sigma 2} + X_{cd\Sigma 2}} = 0.901$$

$$K_{p1} := \frac{x_{\text{ЭКВ2}}}{X_{c\Sigma 2}} = 0.887 \quad K_{p2} := \frac{x_{\text{ЭКВ2}}}{X_{cd\Sigma 2}} = 0.113$$

$$x_{\text{рез3}} := x_{\text{ЭКВ2}} + x_{w2} = 0.933$$

ДП-13.03.02.07

Лист

110

$$x_{3\Sigma 1} := \frac{x_{\text{рез}3}}{K_{p1}} = 1.052$$

$$x_{3\Sigma 2} := \frac{x_{\text{рез}3}}{K_{p2}} = 8.294$$

Определяем токи в точке К3 отдельно от системы и от синхронного двигателя

$$I_{\text{кк}К3} := \frac{I_{Б3}}{x_{3\Sigma 1}} = 5.229 \quad I_{\text{кд}К3} := \frac{I_{Б3}}{x_{3\Sigma 2}} = 0.663$$

Суммарный ток в точке К3

$$I_{\text{к}К3} := I_{\text{кк}К3} + I_{\text{кд}К3} = 5.892$$

Определяем суммарное сопротивление отдельно от системы и от синхронного двигателя до точки К4

$$X_{\text{с}\Sigma 4} := X_{\text{с}\Sigma 2} + x_{w3} = 1.017$$

$$R_{\text{с}\Sigma 4} := r_{w3} = 0.021$$

$$X_{\text{сд}\Sigma 4} := x_{\text{дв}} = 8$$

$$R_{\text{сд}\Sigma 4} := 0$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $g\Sigma > x\Sigma/3$, то учитываем в расчетах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\text{с}4} := Z_{\Sigma}(R_{\text{с}\Sigma 4}, X_{\text{с}\Sigma 4}) = 1.017$$

$$Z_{\text{сд}4} := Z_{\Sigma}(R_{\text{сд}\Sigma 4}, X_{\text{сд}\Sigma 4}) = 8$$

Определяем ток в точке К4

$$I_{\text{кк}К4} := \frac{I_{Б4}}{Z_{\text{с}4}} = 5.405 \quad I_{\text{кд}К4} := \frac{I_{Б4}}{Z_{\text{сд}4}} = 0.687$$

Суммарный ток в точке К4

$$I_{\text{к}К4} := I_{\text{кк}К4} + I_{\text{кд}К4} = 6.092$$

Определяем ударные коэффициенты в точках К1, К2, К3, К4 [2, табл. 3.3].

$$K_{\text{уд}1} := 1.8 \quad K_{\text{уд}2} := 1.8 \quad K_{\text{уд}3} := 1.8 \quad K_{\text{уд}4} := 1.8$$

Определяем ударные токи в точках К1,К2,К3,К4

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot I_{кК1} \cdot K_{уд1} = 9.412 \quad i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_{кК2} \cdot K_{уд2} = 15.543$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot I_{кК3} \cdot K_{уд3} = 14.998 \quad i_{уд4} := \sqrt{2} \cdot I_{кК4} \cdot K_{уд4} = 15.508$$

Расчет токов КЗ в именованных единицах в электроустановках ниже 1000 В

$$U_{ном} := 0.4 \text{ кВ} \quad S_{номт} := 630 \text{ кВА} \quad \Delta P_k := 8.2 \text{ кВт} \quad \psi_k := 5.5$$

Результирующее сопротивление до точки К5 в именованных единицах

$$x_{рез30} := \frac{x_{рез3} \cdot U_{Б3}^2}{S_B} = 1.029$$

Приведенное к базисному напряжению 0,4 кВ сопротивление, Ом, элементов схемы до цехового трансформатора

$$x_{рез30.4} := x_{рез30} \cdot \left(\frac{U_{Б5}}{U_{Б3}} \right)^2 \cdot 10^3 = 1.493$$

Сопротивление цехового трансформатора, мОм

$$r_{цт} := \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{номт}^2} \cdot 10^6 = 3.306$$

$$x_{цт} := \sqrt{\left(\frac{\psi_k}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_k}{S_{номт}} \right)^2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{номт}} \cdot 10^6 = 13.571$$

Суммарное реактивное сопротивление, мОм, до точки К5

$$x_{\Sigma К5} := x_{рез30.4} + x_{цт} = 15.065$$

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:

$$r_{доб} := 15$$

$$r_{\Sigma К5} := r_{цт} + r_{доб} = 18.306$$

Определим ток КЗ в точке К5, кА,

$$I_{кК5} := \frac{U_{ном} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(x_{\Sigma К5})^2 + (r_{\Sigma К5})^2}} = 9.741$$

Расчитаем ударный ток в точке К5, кА. Находим ударный коэффициент по кривой в зависимости от отношения $x\Sigma/r\Sigma$.

$$T_{a5} := \frac{x_{\Sigma К5}}{r_{\Sigma К5}} = 0.823 \quad K_{уд5} := 1.03$$

$$i_{уд5} := \sqrt{2} \cdot I_{кК5} \cdot K_{уд5} = 14.19$$

ДП-13.03.02.07

Лист

112

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

ДП-13.03.02.07

Лист

113

<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>

ОТЗЫВ

руководителя о бакалаврской работе
студента *факультета энергетики*
группы ФЭ18-05Б

Банщикова Гаврила Андреевича
(Ф.И.О. студента)

1. Бакалаврская работа выполнена по заданию кафедры

электроэнергетики ПИ СФУ

(наименование организации, отдела)

2. В работе (проекте) решены следующие задачи:

Дана краткая характеристика технологических процессов завода ЖБИ. Произведен расчет электрических нагрузок, выбор центра электрических нагрузок, технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения, выбор числа и мощности цеховых трансформаторов, выбор кабельных линий, расчет компенсирующих устройств, выбор схемы электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрооборудования, расчет заземления и молниезащиты подстанции, рассмотрены вопросы электробезопасности, а также произведен расчет релейной защиты трансформатора ГПП, спецвопрос на тему «Сравнение сухого и маслонаполненного трансформатора».

3. Замечания и предложения по проекту и его оценка:

нет

Проект заслуживает оценки **«отлично»**,

а его автор — присвоения квалификации бакалавр по профилю подготовки Электроснабжение.

Руководитель проекта


подпись

Амузаде А.С.
Фамилия И.О

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

Политехнический институт

Институт

Электроэнергетика

Кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



В.И. Пантелеев

подпись

инициалы, фамилия

« 15 »

06

2022 г.

Бакалаврская работа

наименование ВКР

Электроснабжение завода железобетонных конструкций

наименование темы

13.03.02.07, Электроснабжение

код и наименование специальности

Руководитель


подпись,
дата

14.6.22
к.т.н., доцент

должность, ученая степень

А.С. Амузаде

инициалы, фамилия

Выпускник


подпись,
дата

Г.А. Банщиков

инициалы, фамилия

Нормаконтролер


подпись,
дата

14.6.22
к.т.н., доцент

должность, ученая степень

А.С. Амузаде

инициалы, фамилия

Красноярск 2022

Студенту Банщикovu Гаврилу Андреевичу
 Группа ФЭ18-05Б. Направление(специальность) 13.03.02.07
номер код
Электроэнергетика и электротехника. Электроснабжение
наименование, профиль

Тема выпускной квалификационной работы:

Электроснабжение завода железобетонных конструкций

Утверждена приказом по университету №5937/с от 20.04.22

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

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР

1. Схема генерального плана завода;

2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода;

3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 80 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают отдельно. Мощность КЗ на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1200 МВА;

4. Расстояние от подстанции энергосистемы до фабрики 15 км;

5. Завод работает в две смены.

Перечень разделов ВКР 1. Краткое описание технологического процесса; 2. Классификация электроприемников по обеспечению надежности электроснабжения; 3. Расчёт электрических нагрузок; 4. Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок; 5. Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия; 6. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения; 7. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов; 8. Расчет потерь мощности в трансформаторах; 9. Выбор кабельных линий; 10. Расчет токов короткого замыкания; 11. Выбор оборудования; 12. Расчет молниезащиты и заземления главной понизительной подстанции; 13. Релейная защита силового трансформатора. Электробезопасность; 14. Сравнение сухого и маслонаполненного трансформатора.

				ДП-13.03.02.07			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Банщиков Г.А.	<i>[подпись]</i>	18.08.22	У	2	113
Проб.		Амузаде А.С.	<i>[подпись]</i>	14.06.22			
Н.Контр.							
Утв.		Пантелеев В.И.	<i>[подпись]</i>	15.08.22			
Электроснабжение завода железобетонных изделий					Кафедра ЭЭ		

Перечень графического материала 1. Генеральный план фабрики с картограммой нагрузок; 2. Техничо-экономическое сравнение вариантов электроснабжения; 3. Электрическая однолинейная схема электроснабжения завода; 4. План и разрез главной понизительной подстанции; 5. Релейная защита трансформатора; 6. Техничо-экономические показатели схемы электроснабжения; 7. Спецвопрос (Сравнение сухого и маслонаполненного трансформатора).

Руководитель ВКР



Задание принял к исполнению


подпись

подпись

А.С. Амузаде
инициалы и фамилия
Г.А. Банщиков
инициалы и фамилия студента

«01» 03 2022 г

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит.	Лист	Листов
		Банщиков Г.А.		01.03.22	4	3	113
		Амузаде А.С.		14.6.22			
Н.Контр.							
Учб							

ДП-13.03.02.07

Спецвопроснабжение
железобетонных
изделий

Кафедра ЭЭ